

Н.Н. Михайлов

ИНФОРМАЦИОННО-
ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ
ГЕОДИНАМИКА
ОКОЛОСКВАЖИННЫХ
ЗОН

N.N. Mikhailov

INFORMATION
AND TECHNOLOGICAL
GEODYNAMICS
OF THE NEAR
THE WELLS ZONES



MOSCOW "NEDRA" 1996

Н.Н. Михайлов

**ИНФОРМАЦИОННО-
ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ
ГЕОДИНАМИКА
ОКОЛОСКВАЖИННЫХ
ЗОН**



МОСКВА "НЕДРА" 1996

Михайлов Н.Н. Информационно-технологическая геодинамика околоскважинных зон. - М.: Недра, 1996. - 339 с.: ил. - ISBN 5-247-03688-3.

Описаны основы междисциплинарной области нефтегазопромышленной науки - информационно-технологической геодинамики околоскважинных зон, изучающей формирование и динамику пространственно-временных структур в околоскважинных зонах, влияние этих структур на эффективность углеводородоизвлечения и технологическую значимость околоскважинной информации. Описаны основы динамической петрофизики околоскважинных зон, даны способы геотехнологических оценок околоскважинных зон на основе комплекса разнородной информации. Описаны критерии выбора методов и обоснования технологий повышения эффективности процессов углеводородоизвлечения на основе использования околоскважинной информации.

Для широкого круга специалистов в области геофизики, геологии, разработки нефтяных и газовых месторождений, бурения разведочных и эксплуатационных скважин. Полезна научным работникам и студентам старших курсов промысловых и информационных специальностей.

Табл. 17, ил. 138, список лит. 296 назв.

N.N. Mikhailov. Information and Technological Geodynamics of the Near the Wells Zones.

The basics of one of the branches of the oil and gas production technology - information and technology geodynamic of the near the wells zones are described. Geodynamic studies formation and dynamics of the area structures near the wells, the influence of the structures on the hydrocarbons production and importance of this information for the technology. The basis petrophysics of the wells zones are presented, the methods for the geotechnological estimation of the wells zones using different data are suggested. The criteria of different methods choosing and description of the technologies for the hydrocarbons production applying well data are given.

For the specialists in geophysics, geology, oil and gas production, drilling. It is also a valuable source of information for the students of these specialities

Организация-спонсор ПАО "Газпром"

М 1804060200 - 056 96-96
043(01) - 96

© Н.Н. Михайлов, 1996

ISBN 5-247-03688-3

*Светлой памяти моих родителей
Нила Николаевича Михайлова
и Полины Ивановны Никишкиной
посвящается*

ВВЕДЕНИЕ

Эта книга посвящена междисциплинарной области нефтегазопромысловой науки - информационно-технологической геодинамике околоскважинных зон, которая занимается изучением формирования пространственно-временных структур, имеющих различную природу; влиянию этих структур на эффективность углеводородоизвлечения и технологическую информативность изучения околоскважинных зон различными методами.

Для эффективного применения современных технологий углеводородоизвлечения необходима детальная информация как о природных физических свойствах нефтегазового пласта, так и об их техногенных изменениях при воздействиях на залежи.

Известно, что основные разрабатываемые залежи нефти и газа вступили в завершающие фазы эксплуатации и встает вопрос о достижении проектных показателей разработки и даже увеличении углеводородоотдачи. Вновь вводимые в разработку месторождения нефти и газа, как правило, имеют сложную геолого-промысловую характеристику и содержат трудноизвлекаемые запасы. Это обуславливает значительно более жесткие требования к информационному обоснованию технологий углеводородоизвлечения. Экономические проблемы обусловили общее резкое падение добычи углеводородного сырья и ужесточили экономические критерии применимости традиционных и новых технологий углеводородоизвлечения. В этих условиях более чем когда-либо встает задача повышения эффективности использования нефтегазовых недр каждого участка залежи, максимального использования возможностей каждой скважины, достижения ее потенциальной продуктивности и каждого продуктивного горизонта в целом.

Решение этой проблемы в соответствии с тенденциями развития мировой добычи углеводородов и тенденциями в экономике добычи углеводородного сырья целесообразно искать путем улучшения состояния околоскважинных зон. Этот путь позволяет существенно повысить эффективность углеводородоизвлечения без значительных вложений материальных средств.

Часть нефтегазового пласта, находящаяся в непосредственной близости от скважины, называют околоскважинной зоной. Она оказывает существенное влияние на продуктивность скважин и углеводородоотдачу пластов. При сооружении и эксплуатации скважин происходят необратимые ухудшения фильтрационных

свойств в околоскважинной зоне - эффекты поражения пласта. Эти явления сопровождаются блокированием части извлекаемых запасов и обуславливают снижение углеводородоотдачи. Вовлечение блокированных запасов в активный процесс разработки позволяет существенно повысить степень использования потенциальных нефтегазовых ресурсов. Для этого разработан широкий набор методов и технологий воздействия на околоскважинные зоны.

Потенциальная продуктивность скважин и углеводородоотдача пластов достигаются, когда в процессе заканчивания скважины и во время ее эксплуатации не происходит ухудшения фильтрационных свойств в околоскважинных зонах. Однако на практике такого не бывает. Ухудшение фильтрационных свойств происходит на всех этапах вскрытия и освоения пласта. В ряде случаев по этой причине скважины оказываются совсем непродуктивными. В результате фонд скважин вследствие снижения продуктивности требует применения искусственных методов воздействия на околоскважинную зону. Однако добиться значимого повышения продуктивности скважин и нефтеотдачи пластов удастся лишь в тех случаях, когда механизм восстановления фильтрационных свойств пласта адекватен механизму их поражения. Поэтому дифференцированная информация об околоскважинных процессах, прогнозные и текущие оценки состояния околоскважинных зон и обоснование комплекса методов для получения требуемой информации необходимы при выборе методов и технологий повышения углеводородоотдачи пластов и продуктивности скважин. Эта информация является также основой для выбора методов и технологий снижения степени поражения пласта при заканчивании скважин и их эксплуатации.

Таким образом, проблема разработки основ информационного обеспечения современных технологий повышения эффективности углеводородоизвлечения является актуальной проблемой, решение которой позволит существенно повысить степень использования потенциальных нефтегазовых ресурсов.

Стандартные технологии воздействия на околоскважинную зону (кислотные обработки, закачка растворителей и поверхностно-активных веществ) имеют длительный опыт применения и большой объем геолого-промысловой информации об их эффективности. Средняя эффективность солянокислотных обработок по месторождениям Западной Сибири составляет 64%. Успешность восстановления фильтрационных свойств околоскважинных зон растворителями и поверхностно-активными веществами еще ниже - 61 и 53%. Низкая эффективность стандартных технологий обусловлена прежде всего их слабой согласованностью с процессами поражения пласта в конкретных геолого-промысловых условиях.

Можно выделить следующие, у нас недостаточно широко применяемые, эффективные направления повышения нефтегазоизвлечения за счет улучшения состояния околоскважинных зон:

1) поиск дополнительных мер улучшения качества вскрытия пластов и технологий заканчивания скважин; 2) расширение масштабов проведения глубоких гидроразрывов пластов; 3) проходка продуктивных пластов горизонтальными и многозабойными скважинами. Для обоснования технологий, обеспечивающих сохранение в природном виде или улучшающих фильтрационные свойства пластов при традиционных технологиях заканчивания скважин, необходимы детальные теоретические и промысловые исследования по изучению взаимосвязей технологических параметров с состоянием околоскважинных зон.

1. Улучшение качества первичного вскрытия пластов и совершенствование технологии заканчивания скважин является приоритетным направлением для повышения продуктивности скважин и увеличения нефтеотдачи пластов. В конце 70-х годов было подсчитано, что в случае увеличения суточной производительности всего фонда нефтяных скважин страны на одну тонну можно обеспечить экономический эффект на сумму 1 млрд. рублей. За прошедшие с тех пор годы количество нефтяных скважин в границах бывшего СССР увеличилось более чем в 2 раза, в основном в нефтедобывающих районах России. В то же время анализ гидродинамических исследований скважин после двух-трех лет их эксплуатации показывает, что фактическая производительность скважин в 1,5-30 раз меньше потенциально возможной. Низкая степень использования потенциальных ресурсов пласта при существующих технологиях сооружения и эксплуатации скважин связана в первую очередь со сложностью, многообразием и комплексным характером процессов поражения пласта. Добиться существенного уменьшения потерь продуктивности скважин удастся лишь в тех случаях, когда технологии первичного вскрытия пласта и заканчивания скважин реализуются на базе детального изучения процессов поражения, геолого-геофизического контроля за этими процессами и геолого-промыслового анализа эффективности применения технологий уменьшения потерь продуктивности скважин. Околоскважинные зоны с ухудшенной проницаемостью приводят не только к снижению продуктивности скважины, но и могут многократно снижать эффективность методов повышения нефтеотдачи, а в отдельных случаях сводить их эффективность к нулю, так как эти методы требуют больших капитальных вложений.

2. Применение гидроразрыва пласта в нашей стране начато с 1953 г. Однако в настоящее время его используют крайне редко. Для проведения гидроразрывов в последнее время привлекают зарубежные фирмы. Однако в целом гидроразрыв еще не является эффективным средством нефтегазоизвлечения в связи с тем, что применявшиеся ранее технологии оказались недостаточно эффективными, что снизило интерес к методу, а соответственно к созданию необходимых технологий. В результате глубокие гидроразрывы в СССР широкого распространения не получили.

Как показывают зарубежные исследования, в процессе раз-

рыва суспензия, закачиваемая в трещину, отфильтровывается в околотрещинную зону. В этой зоне резко увеличивается фильтрационное сопротивление, а эффективность использования гидроразрывов резко снижается.

3. Горизонтальные стволы скважин, протягиваясь на десятки и сотни метров, вскрывают в неоднородном пласте несколько участков с повышенной проницаемостью. За счет этого повышается степень охвата пласта дренированием и воздействия рабочим агентом.

В границах бывшего СССР, по состоянию на 01.01.90 г., пробурено 126 горизонтальных и многозабойных скважин, в том числе 37 разведочных, 77 добывающих, 3 нагнетательные и 9 различного назначения. Бурение проводилось на 27 площадях.

Положительные результаты получены на семи площадях по 40 добывающим скважинам, отрицательные и кратковременные результаты - на девяти площадях по 37 добывающим скважинам. С ростом объема горизонта бурения его эффективность практически не меняется.

Одной из основных технологических причин низкой эффективности нефтегазоизвлечения является ухудшение фильтрационных свойств пласта в околоскважинных зонах и, как следствие, плохое освоение значительных по протяженности интервалов продуктивного горизонта, вскрытого горизонтальными стволами.

Таким образом, проблема сохранения и улучшения фильтрационных свойств пласта в зонах, прилегающих к скважине, к трещине гидроразрыва, перфорационному каналу, является наиболее общей и фундаментальной технологической проблемой повышения эффективности процессов нефтегазоизвлечения. Ее положительное решение может существенно увеличить эффективность углеводородоизвлечения даже при традиционных технологиях разработки, а при внедрении новых методов повышения нефтеотдачи позволит избежать больших экономических потерь.

Основным источником информации для выбора методов и обоснования технологий повышения эффективности углеводородоизвлечения могут служить данные об изменениях физических свойств нефтегазового пласта в околоскважинных зонах.

Методы ГИС обладают высокой дифференцирующей способностью, позволяют решать традиционные задачи, изучать околоскважинные зоны в различных геолого-промысловых условиях с применением имеющихся лабораторных и гидродинамических исследований. Околоскважинная информация традиционно используется для решения на высоком научном уровне многих задач нефтегазопромысловой геологии. Вместе с тем для решения рассматриваемой проблемы необходимо дальнейшее развитие технологий ГИС. Процессы изменения и регулирования физических свойств пластов в околоскважинных зонах являются наименее научно обоснованными. Подбор технологий заканчивания

скважин и воздействия на околоскважинные зоны осуществляется в настоящее время без достаточного научного обоснования, без необходимого учета состояния околоскважинных зон и его влияния на продуктивность скважин и нефтеотдачу пластов. Этот путь приводит к длительному эмпирическому поиску более эффективных технологических решений и к большим непроизводительным затратам, но в конечном итоге полностью проблемы не решает.

Для обоснованного применения методов и технологий воздействия на околоскважинные зоны необходимо кардинальное повышение эффективности использования околоскважинной информации, что требует резкого повышения уровня исследований. Это чрезвычайно сложная задача. Для ее решения нужны дополнительная информация о процессах и явлениях в околоскважинных зонах, выявление причин и механизмов их влияния на продуктивность скважин. Для этого необходимо дальнейшее развитие технологий ГИС.

Проблемы, связанные с околоскважинными зонами, актуальны на всех этапах освоения залежей углеводородов. В настоящее время в связи с вступлением многих залежей в завершающую фазу разработки большое значение приобретают вопросы доизвлечения оставшейся нефти. Нефтенасыщение продуктивного пласта после окончания его разработки - остаточное нефтенасыщение - является важным резервом нефтегазовых ресурсов. Даже в "полностью выработанных" пластах остается значительное количество углеводородов. Дальнейшее повышение цен на углеводородное сырье будет способствовать формированию объемов работ по доизвлечению остаточной нефти.

Сведения об остаточном нефтеизвлечении необходимы при разработке и внедрении новых технологических процессов нефтеизвлечения, в частности необходимы сведения о структуре остаточных запасов - количестве подвижной адсорбированной, защемленной, пленочной и других видов остаточной нефти, а также о характере их распределения по пласту. Ошибки в прогнозе структуры остаточных запасов могут приводить к большим экономическим потерям и утрате потенциально извлекаемых ресурсов.

Современные методы ГИС позволяют оценивать остаточное нефтенасыщение в околоскважинных зонах в целом с высокой точностью, но они не информативны при изучении структуры, подвижности и характера распределения остаточного нефтенасыщения в пласте и околоскважинной зоне. Поэтому необходимо дальнейшее развитие технологий изучения остаточной нефтенасыщенности по данным ГИС, обеспечивающих не только высокую точность оценок этого параметра, но и возможность использования полученной информации для обоснования технологий доизвлечения остаточной нефти. В промысловой практике длительное время превалировала точка зрения на остаточное нефтенасыщение как на одно из свойств пласта-коллектора.

Такой подход обусловил развитие и использование технологий изучения этого параметра, не гарантирующих сохранение пластовой структуры остаточного нефтенасыщения. Для решения проблемы необходимы дополнительное изучение механизмов и закономерностей формирования остаточного нефтенасыщения в лабораторной модели, пласте и в околоскважинных зонах и разработка новых технологий ГИС, обеспечивающих получение надежной информации для доизвлечения остаточной нефти.

Изучение околоскважинных зон проводилось на протяжении нескольких десятилетий при решении вопросов развития ГИС, промысловой геологии, бурения, разработки залежей и интенсификации углеводородаизвлечения. Эти работы велись в нашей стране многими специалистами отраслевых, академических и вузовских коллективов под руководством В.И. Азаматова, В.А. Амиана, О.К. Ангелопуло, М.О. Ашрафьяна, К.Б. Аширова, Г.И. Баренблатта, Б.Ю. Вендельштейна, Л.Б. Бермана, А.Т. Горбунова, В.М. Добрынина, Ю.П. Желтова, Г.А. Зотова, М.М. Ивановой, Ю.П. Коротаева, Б.В. Касперского, Н.М. Касьянова, О.Л. Кузнецова, Ф.И. Котяхова, В.Н. Николаевского, М.Р. Мавлютова, У.Д. Мамаджанова, Л.М. Мarmorштейна, А.Х. Мирзаджанзаде, И.Т. Мищенко, А.К. Мовсумова, Л.К. Мухина, Г.Т. Овнатанова, Б.М. Орлинского, Ю.М. Проселнова, Н.Р. Рабиновича, М.К. Сеид-Рзы, Э.М. Симкина, В.М. Соловьева, Н.Н. Сохранова, В.В. Стрельченко, М.Л. Сургучева, С.А. Христиановича, И.Г. Ярмахова, Р.С. Яремийчука и др., за рубежом - А. Абрамса, Х. Аутменза, Т. Грея, Х. Дарли, Д. Клотца, Р. Крюгера, Ф. Роджерса, У. Фертля, С. Фергюссона, Л. Фогеля, Ф. Энгельгардта и др.

К настоящему времени накоплен значительный объем фактического геофизического, промыслового и лабораторного материала по изучению водоотдачи промывочных жидкостей, фильтрационных свойств глинистой корки и зоны кольтматации, влияния промывочной жидкости на физические свойства коллекторов нефти и газа, напряженного состояния околоскважинных зон. Имеется много публикаций по вопросам вскрытия и освоения пластов, изучения свойств промывочных жидкостей, повышения производительности скважин, гидравлики глинистых и цементных растворов, термодинамики призабойной зоны.

К сожалению, проведенные исследования не могут служить надежной научной основой для повышения эффективности процессов нефтегазоизвлечения за счет совершенствования околоскважинных зон. Полученные результаты во многих случаях не согласуются друг с другом и по-разному фиксируют физику и динамику околоскважинных зон. Несмотря на большой интерес к проблеме и значительное количество публикаций, взаимосвязь пластовой системы и технологических факторов при формировании околоскважинных зон до сих пор остается нераскрытой.

Научной основой использования разнородной околоскважинной информации для обоснования эффективных технологий углеводо-

родоизвлечения может служить информационно-технологическая геодинамика околоскважинных зон как самостоятельное синергитическое направление нефтегазопромышленной науки, изучающее техногенные процессы самоорганизации и изменений физических свойств пласта в околоскважинных зонах и связи этих изменений с технологическими характеристиками углеводородоизвлечения.

При обосновании эффективных технологий углеводородоизвлечения геологам, геофизикам и инженерам по разработке месторождений постоянно приходится иметь дело с околоскважинной информацией, которая формируется как околоскважинными подсистемами, так и в результате их взаимодействия друг с другом и с пластом. Поскольку из-за сложности строения околоскважинных систем и подсистем достаточно полная информация об отдельных околоскважинных зонах, как правило, отсутствует, то на практике часто используют результаты экспериментов по моделированию околоскважинных зон в фиксированных условиях.

Как отмечалось, технологии, базирующиеся на таких данных, показывают невысокую промышленную эффективность. Основная причина низкой эффективности существующих технологий заключается в том, что в основе их проектирования лежат статические представления о физических свойствах пласта-коллектора, которые позволяют лишь делать предположения о наборе возможных состояний пластовых систем. Такой формализм при разработке новых и обосновании наиболее эффективных технологий углеводородоизвлечения имеет изначальные, присущие ему ограничения и заведомо вводит специалистов в заблуждение. Во всех важных для промышленной практики случаях решающую роль играет динамика изменения пластовых систем, приводящая к образованию новых техногенно-природных пространственно-временных структур и разрушению существующих. Важным обстоятельством является то, что изменение природных физических свойств нефтегазового пласта начинается уже с момента его вскрытия разведочными скважинами и продолжается на всех этапах освоения залежи.

Ясно, что в информации о физических свойствах пластов существенную роль играет фактор времени (В.Н. Дахнов, 1963). Следовательно, для эффективного использования околоскважинной информации при обосновании технологий углеводородоизвлечения необходимы сведения об изменениях физических свойств пласта и околоскважинных зон во времени. Для этого необходима "динамическая петрофизика" околоскважинных зон, позволяющая изучать физические свойства в динамике и давать необходимый инженерный прогноз.

Информационно-технологическая геодинамика околоскважинных зон, описанная в данной книге, включает три основных раздела (рис. 1):

техногенная геодинамика околоскважинных зон;

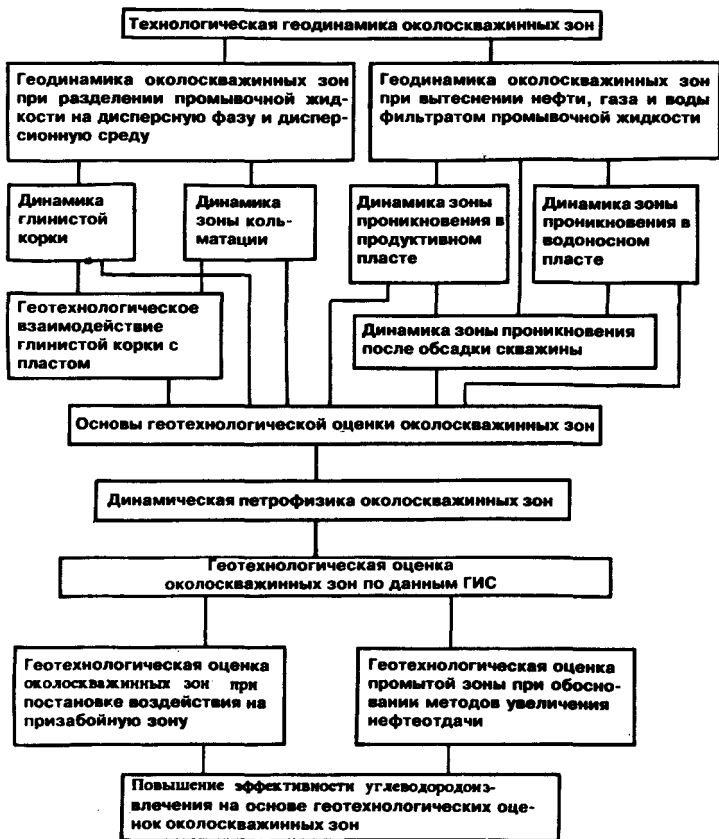


Рис. 1. Структура информационно-технологической геодинамики околоскважинных зон

основы геотехнологических оценок околоскважинных зон; повышение эффективности углеводородоизвлечения на основе геотехнологических оценок околоскважинных зон.

В книге рассмотрены механизмы и закономерности эволюции околоскважинных зон в динамике, описаны основы динамической петрофизики околоскважинных зон, основы использования закономерностей пространственно-временных изменений физических свойств пласта для геотехнологических оценок, критерии выбора методов и обоснования технологий повышения эффективности процессов нефтегазоизвлечения на базе комплексных геотехнологических оценок околоскважинных зон.

Разработка этих вопросов проводилась в период работы автора с 1978 по 1990 г. на кафедре промышленной геологии

нефти и газа Государственной академии нефти и газа им. акад. И.М. Губкина, а с 1990 г. - в Институте проблем нефти и газа Российской академии наук. Автор выражает глубокую признательность руководителям этих подразделений проф. М.М. Ивановой и акад. А.Н. Дмитриевскому.

При написании книги автор использовал и некоторые результаты работ возглавляемых им лабораторий: "Поверхностные и коллекторские свойства продуктивных пород" ГАНГ им. И.М. Губкина; "Физико-геологические проблемы углеводородоотдачи" ИПНГ РАН.

Подразделы 9, 2.7, 4.3.1 и 4.9 написаны при участии Т.Н. Кольчицкой.

Автор выражает благодарность сотрудникам вышеназванных лабораторий В.В. Анохину, Е.С. Высоковской, Г.О. Глотову, В.А. Григорьевой, А.В. Джемсюку, Е.А. Дмитриеву, Н.П. Карпушиной, Т.Н. Кольчицкой, А.В. Колоярскому, Л.С. Сечиной, Н.А. Семеновой, Т.А. Сребродольской за помощь в подготовке и оформлении книги, а также коллективу издательства "Недра" за плодотворное пятнадцатилетнее сотрудничество.

1. Геотехнологические процессы, формирующие состояние околоскважинной зоны

Многолетние исследования в нашей стране и за рубежом показали, что в околоскважинной зоне (ОЗ) фильтрационные процессы осложняются многочисленными локальными эффектами, связанными с особенностями распределения полей давления, температуры, напряжений, водо-, нефте- и газонасыщенности в этой области и несущественными вдали от скважины.

Наибольший объем исследований ОЗ и ствола скважины приходится на область бурения (О.К. Ангелопуло, Р.С. Яремийчук и др.). Показано, что в ОЗ происходит значительное ухудшение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта. На изменение ФЕС в ОЗ существенное влияние оказывают состав и свойства промывочной жидкости, технология проходки и промывки скважины. Обнаружена необратимость изменений ФЕС в ОЗ и установлена особая роль глинистой корки и зоны коагуляции при формировании ОЗ.

Геолого-промысловый анализ разработки месторождений показал, что состояние ОЗ зон может оказывать существенное влияние на продуктивность скважин и нефтеотдачу пласта (М.Л. Сургучев, Н.Н. Михайлов и др.).

Большой фактический материал по изменению физических свойств пласта в ОЗ получен специалистами в области ГИС. Было установлено, что в ОЗ происходит изменение электрических, радиоактивных, тепловых и акустических свойств пласта.

Доказана необходимость учета напорных, гравитационных, капиллярных, диффузионных и технологических факторов при изучении закономерностей изменения физических свойств пласта в ОЗ (Л.Б. Берман, Н.Н. Михайлов и др.). Показаны возможности ГИС при оценке изменений физических свойств ОЗ в условиях естественного залегания.

Ниже дается аналитический обзор основных представлений об околоскважинных зонах и процессах, протекающих в них.

1.1. Основные представления о прискважинных процессах и их относительной роли в формировании околоскважинных зон

Изменение природных физических свойств пласта в околоскважинной зоне определяется как свойствами исходной пластовой системы, так и чисто технологическими возмущениями, вносимыми в пласт в процессе сооружения скважин.

Исследования по заканчиванию скважин и повышению их продуктивности направлены прежде всего на изучение процессов ухудшения проницаемости ОЗ при вскрытии пластов бурением и перфорацией. Практически во всех исследованиях признается определяющая роль фильтрации глинистого раствора на процессы поражения пласта. Это обусловлено тем, что технология вскрытия пластов бурением предусматривает создание давления в скважине, значительно превышающего пластовое. Например, на месторождениях Западной Украины избыточное давление на пласт в процессе его вскрытия достигает 17 МПа, Туркмении - больше 20 МПа, Ставрополя - от 6 МПа и выше, на Западном Павланташе - 12-14 МПа. Аналогичная картина наблюдается и по другим нефтегазовым регионам (В.А. Амиан, У.Д. Мамаджанов и др.).

Современная технология вскрытия пластов бурением предусматривает создание репрессии на пласт и применение промысловых жидкостей на водной основе, в частности преимущественное применение глинистых растворов. Глинистый раствор представляет собой полидисперсную систему, дисперсной фазой которой является глина и частицы выбуренных горных пород. Жидкости и газы, первоначально насыщающие пласты, представляют многокомпонентные системы углеводородов и пластовой воды, находящиеся в равновесном состоянии. При внедрении глинистого раствора в пласт возникают сложные многофазные многокомпонентные фильтрационные течения. Более того, внедрение глинистого раствора в ОЗ приводит к изменению сложившегося в этой части пласта равновесного состояния. Отклонение системы от равновесного состояния обуславливает возникновение динамических изменений физических свойств коллекторов нефти и газа. Именно динамический характер изменения физических свойств пласта в ОЗ вызывает особые затруднения при интерпретации ГИС. В процессе фильтрации первоначальные

характеристики отдельных фаз и компонентов существенно меняются в пространстве и во времени. Пространственно-временное и компонентное разделение глинистого раствора в процессе его внедрения в пласт приводит к возникновению в ОЗ системы зон с различными физическими свойствами.

Процесс фильтрации промывочной жидкости и размеры зоны проникновения определяются прежде всего состоянием и свойствами глинистой корки (ГК). От коркообразующих свойств промывочной жидкости зависит и диаметр зоны проникновения. Показано, что проницаемость ГК определяется составом исходной промывочной жидкости, действующим перепадом давления и режимом течения промывочной жидкости (Ф. Энгельгардт, В.Л. Михеев и др.). Размеры ГК колеблются от нескольких миллиметров до нескольких сантиметров. Размеры зоны кольматации колеблются в более широких пределах (А.И. Леонидова, В.А. Сидоровский и др.).

В промысловой литературе часто фигурирует точка зрения, что основной объем промывочной жидкости поступает в пласт в процессе его разбухания в результате фильтрации под долото (С.Д. Пирсон, Л.Б. Берман, Ю.А. Дихгоф, Э.У. Лукьянов, С.И. Дембицкий, Л.И. Орлов и др.).

Исследованию этих процессов посвящено большое количество работ, проведенных на протяжении нескольких десятилетий. Эта проблема считается фундаментальной из-за ее исключительной важности для обоснования оптимальных технологий бурения скважин и отбора керна, интерпретации данных ГИС и контроля за техническим состоянием ствола скважины, анализа керна и шлама.

Основные представления о проникновении промывочной жидкости под долото (опережающая фильтрация) сложились на базе данных лабораторных и скважинных экспериментов. В эксперименте С.К. Фергюссона и Д.А. Клотца разбуривалась 150-метровая толща песка, залегающая на глубине 2100 м и пробуренная долотом диаметром 19,37 см.

Результаты этого эксперимента, приведенные в табл. 1, показывают, что радиус зоны вытеснения достигает 35% от максимального радиуса проникновения уже к моменту достижения инструментом подошвы продуктивного пласта: общая доля фильтрата, внедрившегося под долото, составляет до 80% от объема фильтрата, поступившего в пласт.

Эксперимент является уникальным, однако исследование фильтрации под долото проведено косвенным образом. Более того, до настоящего времени исследователи не имеют возможности изучать фильтрацию под долото на забое скважины. Средства телеметрии, используемые при изучении взаимодействия бурового инструмента с забоем, развиты слабо. Поэтому лабораторные и теоретические работы получили приоритетное развитие.

В литературе описан большой объем исследований по филь-

Характеристика формирования зоны проникновения по данным С.К. Фергюссона и Д.А. Клотца

| Буровые операции | Время, ч | Объем фильтрата, мл/см ² | Радиус проникновения фильтрата в пласт, см | Толщина зоны проникновения фильтрата, см |
|---|----------|-------------------------------------|--|--|
| Разбуривание зоны со скоростью 1,524 м/ч | - | - | 18,54 | 8,89 |
| Бурение ниже зоны со скоростью 1,524 м/ч | 50 | 18,6 | 46,74 | 37,08 |
| Спуск-подъемные операции для смены долота | 8 | 0,54 | 46,74 | 37,59 |
| Бурение ниже зоны со скоростью 1,524 м/ч | 50 | 9,53 | 53,59 | 43,94 |
| Подъем колонны, каротаж, спуск колонны | 12 | 0,45 | 54,10 | 44,45 |
| Подготовка ствола к спуску обсадной колонны | | | | |
| промывка ствола | 2 | 0,45 | 54,61 | 44,96 |
| скважины | | | | |
| подъем бурильной колонны | 4 | - | - | - |
| спуск обсадной колонны, ее це-ментирование | 12 | 0,45 | 55,12 | 45,47 |
| суммарная фильтрация раствора | 138 | 29,76 | 55,12 | 45,47 |

Характеристика лабораторных экспериментов по изучению фильтрации под

| Авторы | Характеристика бурильного инструмента | | | |
|--|---------------------------------------|-------|--------------------------|--------------|
| | Тип долота | D, см | Частота вращения, об/мин | Нагрузка, кг |
| Р.Э. Каннинхэм, Дж. Г. Иннинк | В | 3,2 | 50 | 5,65 |
| Дж.Р. Икл | А | 3,2 | 75 | 4,40 |
| Ф.С. Янг, К.Е. Грей | А | 3,2 | 50 | 4,40 |
| С.П. Лохон, В.М. Иване, Дж. П. Симпсон | А | 3,2 | 60 | 4,40 |

рации под долото, проведенных в лабораторных условиях с использованием микродолотных установок для разбуривания кернов (табл. 2). Эти установки позволяют в первом приближении смоделировать забойные условия и исследовать дебит промывочной жидкости под долото с анализом давлений в промывочной жидкости и в образце породы. Большинство исследований проведено при термодинамических условиях, отличных от пластовых, хотя в настоящее время опробованы установки для изучения процесса в условиях высоких давлений и температур. Результаты основных лабораторных экспериментов по изучению фильтрации под долото даны в табл. 2. Приведенные данные показывают, что дебит фильтрата промывочной жидкости через дно модельных скважин характеризуется значениями на 2-3 порядка превышающими скорость углубления скважины. К аналогичным выводам приходят и некоторые авторы, теоретически исследующие опережающую фильтрацию. Так, О.А. Черемисинов, А.Ю. Дихгоф, Э.У. Лукьянов, С.И. Дембицкий, И.Н. Волкова на основании полученных ими соотношений приходят к выводу, что интенсивность фильтрации максимальна в процессе бурения под долото. Схожая точка зрения приводится в работах А.М. Свалова. Однако этот автор для характеристики скорости фильтрации на поверхности забоя вводит дополнительное условие, характеризующее уменьшение проницаемости коллектора за ничтожно малое время воздействия зуба долота на породу.

Проведенные исследования показали, что интенсивность фильтрации под долото при прочих равных условиях контролируется именно этим параметром. Однако количественные характеристики степени уменьшения проницаемости на забое и методики их определения в настоящее время не разработаны. Выводы

Таблица 2

долото

| Дебит, л/мин | Давление, МПа | | | | Температура, °С |
|-----------------|---------------|-------|-------|------|--------------------|
| | p_b | p_f | p_c | p | |
| 23 | 7-76 | 0-7 | 14-83 | 0-76 | - |
| 13-60 | 14 | 10,5 | 21 | 3,5 | - |
| 19 | 0-10 | - | - | 0-10 | - |
| 26 | 35 | 28 | 35 | 7 | 65 |

| Авторы | Характеристика бурильного инструмента | | | |
|--|---------------------------------------|-----------|--------------------------|--------------|
| | Тип долота | D , см | Частота вращения, об/мин | Нагрузка, кг |
| Л.Х. Дженкс, Дж. Д. Хаплер, Н.Р. Морроу, Р.Э. Сэсбатнел | И | 1,5-3,8 | 210 | 0,45-1,35 |
| Э. Дж. Гарниер Н.Х. Ван Линген | С | 10 | 0-235 | 1,95-6,85 |
| | В | 3,2 | | |
| Н.Х. Ван Линген | В | 3,2 | 39-200 | 78,50 |
| | В | 6,7-10,5 | | |
| | Д | 6,7-10,0 | | |
| Дж.С. Истэс | А | 3,2-11 | | |
| С.К. Фергюссон Д.А. Клотц | С | 13,3-14,3 | | 50-90 |
| | | | | |
| Э.Д. Блэк, Х.Д. Диаринг, В.Г. Бона | С | 20 | 60 | 132 |
| Л.И. Орлов, А.В. Ручкин, Н.М. Свихнушин | В | | | |
| | | | | |
| | | | | |
| В.И. Шутихин, Б.А. Шарафутдинов, Н.В. Катарманов | В | | | |
| | | | | |
| | | | | |

Примечание: Долото: А - двухконцевое, В - рыбий хвост, С - алмазное; p_b - давление промывочной жидкости; p_f - пластовое давление; p_c

вышеназванных авторов противоречат фактическим данным по изучению зоны проникновения методами ГИС и промысловыми методами. Согласно многочисленным исследованиям размеры зоны проникновения сразу после вскрытия пластов бурением минимальны и основной рост размеров зоны проникновения происходит уже после вскрытия пластов бурением. Кроме того, прямое промысловое исследование И.Ф. Глумова по изучению проникновения промывочной жидкости в выбуриваемый керн показывают, что степень вытеснения нефти фильтратом часто составляет 50-40% и менее, вплоть до полного отсутствия промывки керна.

Указанные несоответствия объясняются, в первую очередь,

| Дебит, л/мин | Давление, МПа | | | | Температура, °С |
|-----------------|---------------|--------|-----------|---------|--------------------|
| | p_b | p_f | p_c | p | |
| 7,5-11 | 1,4-3,5 | - | - | 1,4-3,5 | - |
| 50-250 | 0-12 | 5-12,5 | 0-12,5 | 0-12,5 | - |
| 0-200 | 0-12,5 | | | 0-100 | |
| 0-250 | 0-12,5 | | | 0-100 | |
| 140-1080 | 0 | | | 1,4-2,8 | |
| 910 | 14 | 7 | 17,5-19,5 | 7-12,5 | 40 |
| 5-40 | | | | 5-10 | |
| | | | | 2 | |

трехшарошечное. Д - алмазное, Е - керноотборочное, И - керноотборочное
- давление на границе пласта.

большой сложностью и многопараметричностью процессов фильтрации под долото, чем удается учесть при моделировании.

Анализ данных по изучению этих процессов позволяет выделить более 50 факторов, влияющих на фильтрацию под долото. Эти факторы могут быть объединены в три основные группы: геологические, технические и технологические (Н.Н. Михайлов, 1992).

Фильтрация под долото определяется процессами в системе породоразрушающий инструмент - порода под воздействием всех трех групп факторов. При этом наряду с вытеснением имеют место и другие явления (П.П. Пономарев, В.А. Каулин).

Естественно, что добиться в условиях лабораторного эксперимента полного подобия реальному процессу фильтрации под долото с учетом большого количества сопутствующих процессов и явлений практически невозможно.

Так, при опытном бурении микродолотами не соблюдается гидродинамическое подобие непосредственно в зонах разрушения, поскольку в условиях лабораторного эксперимента принципиально невозможно воспроизвести крупномасштабные разрушения пород на забое по параметрам трещинообразования и смоделировать гидродинамические течения высоконапорных струй промывочной жидкости, выходящих с большой скоростью из отверстий долота, по характеристикам струйной кольматации. Возникают трудности в получении образцов пород для моделирования, обладающих достаточно большими размерами. Кроме того, коллекторы нефти и газа представляют собой неповторяющиеся объекты и для выявления закономерностей требуется значительный объем фактического материала.

Частичное подобие по ряду параметров или группе параметров успешно реализуется в условиях лабораторного моделирования (см. табл. 1.2). Однако оценить значимость неучтенных при моделировании процессов и явлений затруднительно. При моделировании наиболее трудно адекватно воссоздать динамические процессы взаимодействия долота, породы и промывочной жидкости. В то же время экспериментальные исследования, проведенные в последние годы, показали, что именно эти процессы определяют динамику фильтрации под долото.

Особенности фильтрации под долото. В работах А.Ж. Гаранье, Н.Х. Ван-Лингера, Н.А. Колесникова, Р.М. Эйгелеса показано, что при бурении с перепадом давления в сторону пласта под долотом возможны следующие режимы фильтрации: фильтрация с образованием корки из дисперсных частиц промывочной жидкости и частиц шлама разбуриваемой породы; фильтрация с прихватом частиц разбуриваемой породы на фронте срезания (статический калаш); фильтрация из пласта к фронту срезания (динамический калаш). Схемы этих режимов показаны на рис. 2.

Рассмотрим их. В процессе бурения в проницаемых нефтенасыщенных породах под действием перепада давления (p) между забоем скважины (p_c) и пластом ($p_{пл}$) в системе скважина - пласт жидкая фаза промывочной жидкости в виде фильтрата проникает в пласт, вытесняя пластовый флюид. Твердая фаза частично кольматирует слой породы и отлагается на ее поверхности в виде глинистой (фильтрационной) корки (ГК). По мере поступления фильтрата промывочной жидкости в пласт толщина ГК возрастает. Скорость фильтрации затухает, происходит перераспределение давления в системе скважина - ГК - пласт. В процессе бурения долото продолжает углублять забой, и обнажаются все новые и новые поверхности породы. Таким образом поддерживаются условия, при которых интенсивность

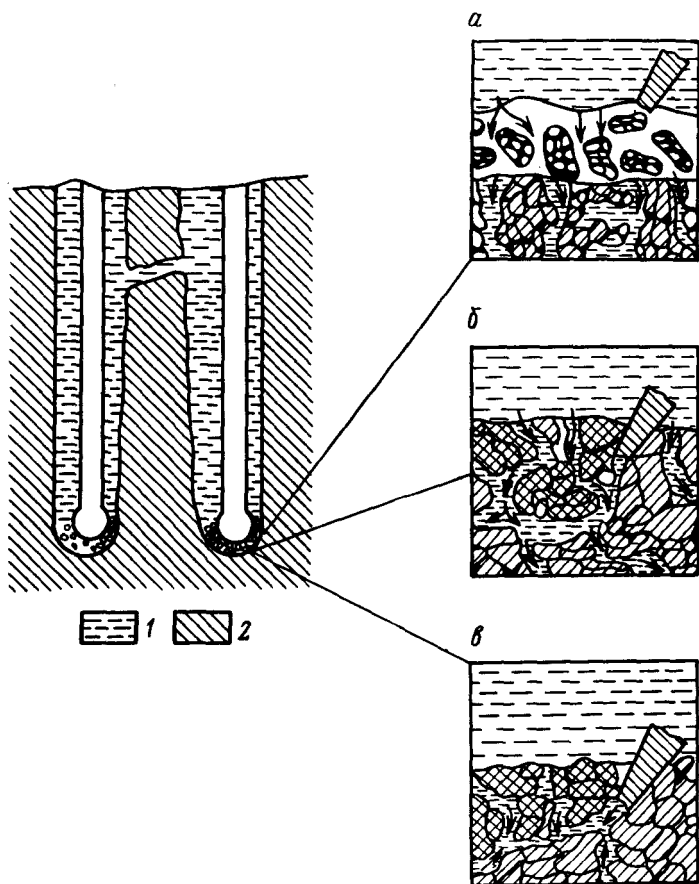


Рис. 2. Схема режимов фильтрации под долото:
а - фильтрация с образованием глинистой корки на забое; *б* - статический калаш; *в* - динамический калаш; 1 - промывочная жидкость; 2 - порода

фильтрации под долото все время восстанавливается (рис. 2, *а*). При установившемся процессе бурения будет наблюдаться динамическое равновесие между скоростью образования ГК и скоростью ее удаления.

При разбуривании высокопроницаемых пластов перепады давления в 10-20 МПа, существующие на забое, на 90% и более приходятся на ГК, а собственно пласт находится под действием значительно меньших перепадов (И.Н. Кочина, Н.Н. Михайлов).

Для данного режима фильтрации И. Хавенаар получил следующее выражение для скорости поступления фильтрата под долото:

$$v = \frac{\pi D^2}{4} \sqrt{nvc},$$

где n - число шарошек в долоте, работающем с частотой вращения ν , c^{-1} ; D - диаметр долота; c - константа, характеризующая скорость фильтрации через несжимаемую корку с постоянными физическими свойствами.

Константа c определяется из уравнений фильтрации через несжимаемую глинистую корку:

$$c = \frac{2k_{гк}p_{гк}}{\mu} \nu.$$

Вышеприведенное соотношение не учитывает эффектов фильтрационного уплотнения ГК и изменения проницаемости по толщине корки.

С учетом этих эффектов скорость фильтрации через стационарную ГК толщиной $h_{гк}$ будет

$$c = p^{1-m_1} K_{гк1} / \mu_2 (1 - m_1) h_{гк}.$$

При подстановке последнего соотношения в уравнение Хавенаара получаем ν , пропорциональную $p_{гк}^{(1-m_1)/2}$, т.е. действующий на корку перепад давления оказывает очень слабое влияние на скорость фильтрации под долото. В гораздо большей степени на скорости фильтрации сказывается уменьшение толщины равновесной ГК. Этот вывод хорошо согласуется с результатами лабораторного моделирования (А.Д. Блейк, Б. Пилкайр).

Таким образом, в рассмотренном режиме фильтрации естественно ожидать равномерного вытеснения нефти, газа и воды фильтратом под воздействием незначительных перепадов давления. Объем поступившей промывочной жидкости невелик, зависит от скорости бурения и коркообразующих свойств раствора.

Как показывают расчеты, при наличии корки во время разбухания пласта объем промывочной жидкости, поступившей в пласт, будет пренебрежимо мал. При реализации режима фильтрации под долото с прихватом частиц разбуриваемой породы на фронте срезания (статический калаш) скорость углубления забоя превышает скорость образования ГК и она отсутствует на забое. При таком режиме практически весь перепад давления между скважиной и пластом действует на незначительный по мощности слой породы размерами несколько миллиметров, который прилегает непосредственно к забою скважины. При углублении скважины в процессе бурения под воздействием режущей части долота на глубине скола сплошность породы нарушается и образуются раздробленные куски шлама. Глубина углубления соответствует толщине слоя основного перепада давления на пласт, этот перепад начинает действо-

вать уже на частицы шлама и возникают усилия, прижимающие их к забоя (рис. 2, б).

Как показали экспериментальные исследования (А.Ж. Гарань), при таком режиме происходит истирание частиц породы и забивание ими бурового инструмента, в результате этого резко сокращается скорость бурения. При снижении темпов углубления скважины возрастает скорость поступления фильтрата под долото. На фронте срезания образуется зона кольматации и уменьшается разность давлений над фронтом срезания и под ним. Как следует из исследований автора, при высоких значениях общего перепада давления на пласт минимальное падение давления в ГК соответствует коллекторам с малой проницаемостью. В этом случае усилия прижима частиц породы к фронту срезания минимальны, т.е. при разбурировании слабопроницаемых нефтегазонасыщенных коллекторов очень вероятно реализация равномерного режима вытеснения под действием очень низких градиентов давления. При таком режиме объем промывочной жидкости, поступившей под долото, не велик, и степень промывки коллектора фильтратом низкая, что подтверждается фактическими данными о проникновении фильтрата в керн.

При разбурировании высокопроницаемых пластов развивается другой режим - фильтрация из пласта к фронту срезания (динамический калаш) под действием разрежения.

При разрыве сплошности коллекторопородоразрушающим инструментом возникают местные разрежения, которые мешают выносу частиц породы с забоя. Под действием внутриворонного давления флюиды из крупных поровых каналов начинают фильтроваться в трещины на фронте срезания, так как начальное давление в трещине практически равно нулю. Фильтрация продолжается до тех пор, пока трещина не заполнится жидкостью полностью (рис. 2, в). Трещина может заполняться раствором, фильтратом, обломками породы, а также нефтью, газом и фильтратом, находящимися в пласте. То есть в этом режиме возможны различные механизмы вытеснения: упругий режим под действием разности давлений в пласте и трещине; режим растворенного газа в результате локального разгазирования нефти и воды, расширения газа в окрестности трещины; режимы, близкие к противоточной пропитке, когда нефть и газ из крупных пор поступают в трещины, а фильтрат проникает по мелким порам из участков, окружающих трещину; циклический режим, когда флюиды сначала выходят из пласта и заполняют трещины, а затем вместе с раствором и фильтратом снова поступают в пласт.

Реализация того или иного режима вытеснения зависит от свойств коллектора (минералогического состава, проницаемости, пористости, параметров насыщающих флюидов) и параметров бурового раствора (состава, плотности, вязкости и т.д.). При этом одним из определяющих свойств раствора становится его способность выносить шлам. Если раствор оказывает пластифицирующее действие на частицы шлама, то наиболее вероятным

является поступление нефти из пласта к фронту срезания. Напротив, если буровой раствор не пластифицирует обломки породы, наиболее вероятно поступление в породу фильтрата.

Проведенный анализ особенностей и режимов фильтрации под долото указывает на сложность и многопараметричность процессов опережающей фильтрации. Современный уровень знаний этих процессов не позволяет сформулировать необходимые критерии для физического моделирования опережающей фильтрации в условиях лабораторного эксперимента. Теоретический анализ процессов еще более затруднителен. В этих условиях наиболее адекватную информацию могут дать результаты промысловых экспериментов.

Промысловыми исследованиями, проведенными компанией "Atlantic Pichfield Co" установлено, что в периферийной части керна содержится больше фильтрата, чем в центральной части образца. Наличие фильтрата в образце свидетельствует о наличии опережающей фильтрации под долото и о фильтрации через боковую поверхность керна. Наиболее информативные данные о характере проникновения промывочной жидкости в выбуриваемый керн представлены в работе С.Л. Веллингтона и др. Эти данные базируются на результатах изучения керна с помощью компьютерной томографии гамма-излучения. Использование этого метода позволило получить объемное представление об особенностях проникновения фильтрата промывочной жидкости в керн длиной в несколько метров.

Экспериментальные данные о характере фильтрации под долото и через боковую поверхность керна позволяют сделать вывод, что количество фильтрата, поступившее в керн из-под долота, соизмеримо (а в некоторых случаях и много меньше) с поступившим в керн через его боковую поверхность. Таким образом, прямые промысловые эксперименты показывают, что интенсивность фильтрации под долото незначительна и объема поступившего фильтрата недостаточно даже для промывки керна на расстоянии порядка нескольких сантиметров. Основное влияние формирование околоскважинных зон оказывают процессы фильтрации из скважины в пласт через боковую поверхность. Эти процессы являются определяющими и при проведении ГИС (см. подразд. 1.3).

Определенная роль в поражении пласта отводится деформационным процессам, протекающим наряду с фильтрационными, в частности изменению проницаемости ОЗ за счет смыкания естественных трещин и уменьшению объема фильтрующих пор под воздействием локальных напряжений в ОЗ (Г.Т. Овнатанов, В.Ф. Роджерс, В.А. Сидоровский). На основании промысловых исследований в ряде районов Западной Сибири было показано, что с увеличением трещинной проницаемости влияние смыкания трещин на уменьшение проницаемости ОЗ растет, при этом время смыкания трещин колеблется от 3-5 ч до 3-10 сут. Эффекты

смыкания трещин характерны для этапов освоения и эксплуатации скважин. На этапе вскрытия пластов бурением влияния этих процессов на состояние ОЗ не отмечалось поскольку, как указывалось, технология вскрытия предусматривает создание репрессий на пласт.

Вскрытие пластов бурением сопровождается процессами разрушения и деформации на забое скважины (П.В. Балицкий, Б.М. Орлинский). Считается, что в результате разбуривания хрупких пород может формироваться зона техногенной трещиноватости (Г.П. Черепанов, Б.М. Орлинский). При внедрении зуба долота в породу она разрушается с образованием трещин, формирующих лунку выкола. Размеры зоны трещиноватости определяются упругоэластичностью пласта, его пористостью, а также временем заполнения трещины флюидами и давлением в ней. При значениях осевой нагрузки на долото, превышающих значения, приводящие к трещинообразованию, скорость распространения трещин в глубь породы определяется скоростью их заполнения и восстановления давления в полости трещины. Максимальные размеры трещин формируются в неколлекторах, где заполнение трещины происходит под действием перепада, равного разности давлений на забое и пластового. В проницаемых коллекторах заполнение трещины происходит под действием угнетающего давления, являющегося разностью давлений на забое и в трещине (Н.А. Колесников). На значение угнетающего давления оказывают влияние проницаемость коллектора, коркообразующие свойства раствора и другие факторы (П.А. Дати). Как показывают результаты эксперимента, размеры трещин при бурении не превышают 1-1,5 мм (Н.А. Колесников) и существенного влияния на состояние ОЗ не оказывают.

Изменение напряженного состояния при вскрытии пластов бурением влияет на состояние околоскважинной зоны. В частности, формируется зона напряженного состояния, обуславливающая изменение физических свойств пласта (Ю.П. Желтов). Многочисленные исследования показали, что напряженное состояние околоскважинной зоны определяется преимущественно коэффициентом бокового распора, представляющего собой отношение вертикальной и горизонтальной составляющих горного давления.

В непроницаемых породах этот показатель определяется деформационными свойствами пород и параметрами промывочной жидкости (Р.С. Яремийчук). В коллекторах горизонтальное давление в ОЗ увеличивается в результате фильтрации и значения коэффициента бокового распора стремятся к единице. Это объясняется тем, что формирование напряжений в ОЗ определяется действием горного давления и фильтрационной нагрузкой. При поступлении промывочной жидкости в пласт эти нагрузки вычитаются, а при притоке из пласта складываются. В общем виде задача распределения напряжений под действием горного давления для непроницаемых пород решена С.Г. Лех-

ническим. Этот подход был развит и широко используется для изучения устойчивости стенок скважины (М.К. Сеид-Рза, Р.С. Яремийчук и др.).

Для проницаемых пород проблема исследовалась начиная с работы Ю.П. Желтова. Результаты теоретических исследований показали, что в пластовых условиях при формировании фильтрационных напряжений в ОЗ действуют объемные силы, точное изучение которых затруднительно (М.О. Ашрафьян и др.).

Исследование влияния напряженного состояния на ОЗ в условиях, приближенных к пластовым, проведенное В.М. Добрыниным, показало, что изменение коэффициентов пористости и сжимаемости пор пород-коллекторов в условиях неравномерного всестороннего сжатия в упругой области определяется величиной среднего нормального напряжения.

Процессы фильтрации промывочной жидкости в пласт сопровождаются физико-химическими и термохимическими процессами, которые могут оказывать влияние на состояние ОЗ (Р.С. Яремийчук). Прежде всего эти процессы обуславливаются физико-химической активностью фильтратов промывочной жидкости. Физико-химические процессы в ОЗ могут обуславливать изменение характера смачиваемости пласта, ФЕС и геофизических характеристик (см. 1.2). В промысловой литературе основное внимание уделено действию активных компонентов фильтратов на изменение проницаемости (В.Л. Михеев, Р.С. Яремийчук, Н.М. Шерстнев и др.).

1.2. Процессы, определяющие состояние околоскважинной зоны пласта при геофизических исследованиях скважин

Большинство из имеющихся методов ГИС обладают небольшой глубиной. С их помощью изучается лишь незначительная по объему ОЗ. В настоящее время считается, что информативность ГИС связана прежде всего с процессами фильтрации промывочной жидкости в пласт, происходящими на этапе заканчивания скважин и после их обсадки стальными колоннами.

В процессе заканчивания скважин в ОЗ формируется зона проникновения.

Общепринятой в промыслово-геофизической литературе является точка зрения, что при формировании зоны проникновения поступление промывочной жидкости в пласт происходит в два этапа. Первый - непосредственно в процессе вскрытия пластов бурением, второй - после разбуривания пласта. Считается, что наиболее интенсивно фильтрат промывочной жидкости поступает в однородные высокопроницаемые пласты (Л.Б. Берман, Л.И. Орлов). Так же как и при промысловых исследованиях, признается определяющая роль ГК зоны кольматации при формировании зоны проникновения. Однако характеристики этих зон считаются фиксированными и зависящими лишь от свойств промывочной жид-

кости (С.Д. Пирсон, В.А. Юдин). В некоторых работах считается, что промывочная жидкость, проникая в коллектор, глинизирует ОЗ, образуя зону внутренней глинизации (Л.Б. Берман). В результате формируется зона с повышенным содержанием глины и сниженной проницаемостью. Зона внутренней глинизации отличается по своим свойствам от зоны кольматации и связана, очевидно, с явлениями ухода глинистого раствора в пласты с развитой трещиноватостью и кавернозностью (А.А. Мовсумов, А.Х. Мирзаджанзаде).

В геофизической литературе, как и в промысловой, признается роль капиллярных сил при формировании зоны проникновения. Однако на первом этапе поступления фильтрата в пласт считается, что роль капиллярных сил незначительна вследствие кратковременности этапа (Л.Б. Берман). Основная роль в формировании зоны проникновения на этом этапе отводится фильтрационным процессам, обусловленным напорными силами (С.Д. Пирсон, Л.Б. Берман). Это положение, распространенное в геофизической литературе, противоречит результатам промысловых исследований, - в частности, было показано, что в результате действия капиллярных сил происходит противоток нефти из пласта и при вскрытии пластов в ОЗ остается значительное количество подвижной нефти (М.Л. Сургучев, Н.Н. Михайлов). При этом нефть, поступающая из пласта в ОЗ, не удаляется из нее даже при длительном нагнетании воды. Эти факты указывают на влияние капиллярных сил на всех этапах поступления фильтрата промывочной жидкости в пласт.

На втором этапе - после разбуривания пласта - так же считается, что фильтрационные процессы обусловлены напорными силами, однако их интенсивность снижается из-за образования ГК, проницаемость которой фиксирована (С.Д. Пирсон, Л.И. Орлов, Л.Б. Берман, В.А. Юдин и др.). Считалось, что она зависит от свойств растворов и условий бурения и изменяется от 10^{-3} до 10^{-6} мкм². Считалось также, что при прочих равных условиях она тем выше, чем ниже проницаемость пластов (Л.Б. Берман, В.С. Нейман).

Влияние капиллярных эффектов связывалось прежде всего с явлением расформирования зоны проникновения. При этом выделялись два этапа расформирования - до обсадки скважины и после обсадки (С.И. Дембицкий, И.Н. Волкова). По данным скважинных исследований в мощных однородных пластах было установлено влияние гравитационных сил на 1-й этап расформирования (В.И. Азаматов, Б.М. Орлинский).

Существовала и иная точка зрения - капиллярные силы полностью определяют формирование зоны проникновения, контролируя процесс питания воды из скважины (Л.И. Орлов, А.В. Ручкин, Н.М. Свихнушин). Эта концепция была подтверждена экспериментально данными лабораторного моделирования. Однако ГИС этого явления не подтвердили. Специально проведенные исследования показали, что для заметного изменения

насыщенности из-за пропитки необходимо время от нескольких месяцев до нескольких лет (И.Г. Ярмахов и др.). Такие времена при ГИС не реализуются.

При ГИС важное значение имеет состояние ОЗ не только в продуктивных, но и в водоносных пластах. В водоносных пластах фильтрат промывочной жидкости вытесняет пластовую воду и смешивается с ней, при этом минерализация пластовой воды и удельное электрическое сопротивление пласта плавно изменяются от стенки скважины. Как и в продуктивных пластах, выделяют промытую зону и зону смеси пластовой воды с фильтратом. В промытой зоне пластовая вода считается вытесненной в максимальной степени.

В гидрофильных продуктивных пластах в некоторых случаях зафиксировано образование окаймляющей кольцевой зоны измененных сопротивлений, расположенной непосредственно перед неизменной частью пласта. Минерализация воды в этой зоне равна пластовой, а насыщение близко к насыщению в зоне проникновения.

Отмечается влияние смачиваемости на параметры зоны проникновения. В частности, считается, что в гидрофобных пластах градиент насыщенности значительно больше, чем в гидрофильных, а содержание невытесненной пластовой воды выше.

Новые представления о режимах фильтрации промывочной жидкости в пласт, определяющие эффективность ГИС, выдвинули в порядке обсуждения Л.М. Федин и В.Г. Рейтенбах. Авторы выдвигают свою концепцию образования и расформирования зоны проникновения, суть которой заключается в циклической обратной фильтрации из ОЗ в скважину при кратковременных уменьшениях давления в скважине. В подтверждение этой концепции авторы приводят диаграммы увеличения объема промывочной жидкости после выключения насосов (уменьшения давления в скважине). Из этих диаграмм следует, что после выключения насосов объем промывочной жидкости в приемной емкости около устья скважины увеличивается. Авторы интерпретируют это увеличение как приток промывочной жидкости из ОЗ.

Как следует из предыдущего обзора, концепция авторов противоречит основным представлениям, сложившимся во всех областях нефтегазопромысловой науки, связанных с ОЗ, в частности в промысловой геофизике, в бурении, в промысловой геологии и разработке месторождений нефти и газа. Сказанное предопределяет необходимость всестороннего анализа вышеуказанной концепции.

Основополагающим фактом является эффект увеличения объема промывочной жидкости в приемной емкости после остановки насосов. Согласно их теоретической схеме это эквивалентно притоку из пласта в скважину под действием градиента давления. Давление на забое складывается из гидростатического давления столба промывочной жидкости и давления, развиваемого насосами в циркуляционной системе. Согласно имеющимся данным

дополнительное давление за счет циркуляционных струй на забое скважины может составлять $n \cdot 10$ МПа (В.С. Войтенко, А.Х. Мирзаджанзаде, А.А. Мовсумов).

В процессе циркуляции в скважине устанавливается распределение давления, обусловленное действием гидростатического и динамического давления, развиваемого работой насосов, инерцией столба промывочной жидкости, структурообразующими характеристиками растворов и эффектами сжатия и разрежения в промывочной жидкости. При остановке насосов сложившееся в скважине распределение давления нарушается и начинаются процессы его перераспределения. В частности, при остановке насоса давление, скорость и плотность промывочной жидкости резко изменяются в части колонны буровых труб и в области забоя. Однако из-за сжимаемости жидкости и из-за инерции часть жидкости продолжает движение и кинетическая энергия движения преобразуется в потенциальную, обуславливающую эффекты локального сжатия и разрежения. В результате возможно формирование волны давления, обуславливающей наличие высоких градиентов вдоль оси скважины, под действием которых промывочная жидкость может какой-то период времени изливаться из скважины. Аналогичные эффекты неоднократно отмечались в промысловой практике при пульсациях давления в скважине (С.Н. Бузинов, И.Д. Умрихин). После остановки циркуляционных насосов происходит также осаждение наиболее крупных частиц шлама, в результате чего уменьшается плотность и вязкость промывочной жидкости.

И наконец, термогидродинамические эффекты. При циркуляции промывочной жидкости распределение температуры по стволу скважины отличается от распределения при отсутствии циркуляции. Эти отличия тем больше, чем больше геотермический градиент и глубже скважина (В.Н. Шелкачев, К.М. Донцов). После остановки циркуляции начинается прогрев промывочной жидкости в скважине, что приводит к увеличению ее объема. Из сказанного однозначно следует, что наблюдаемое на поверхности увеличение объема промывочной жидкости после остановки циркуляции не эквивалентно притоку промывочной жидкости из пласта.

Отсутствие притока при остановках циркуляции подтверждается и многочисленными лабораторными экспериментами (У.Д. Мамаджанов, Г.А. Рахимкулов и др.).

Многочисленные промысловые данные говорят о том, что при резком снижении забойного давления (на $n \cdot 10$ МПа) очень редко удается сразу вызвать приток в скважину, в результате время испытания существенно растягивается (Р.С. Яремийчук, Н.Н. Михайлов и др.).

Наконец, имеются многочисленные прямые промысловые эксперименты по созданию циклических мгновенных депрессий-репрессий на изолированных участках разреза, проведенные на Украине, в Западной Сибири, Тимано-Печорской области и в

других нефтегазоносных районах. Эти эксперименты показывают, что для вызова притока из пласта в большинстве случаев необходимо не меньше 4-5 циклов. Прямые замеры давления в подпакерной зоне скважины показывают, что стабилизация давления после его сброса происходит в течение 1-2 мин и в дальнейшем его изменение происходит лишь через несколько циклов (Р.С. Яремичук и др.).

Из сказанного следует, что посылка авторов о новом механизме формирования и расформирования зоны проникновения с точки зрения эффективности ГИС не верна.

Принципиально такой механизм возможен лишь при несформировавшейся зоне проникновения. Однако время образования зоны кольматации и ГК невелико (несколько минут) и указанный авторами механизм возможен лишь сразу после вскрытия пласта долотом в области, прилегающей к забою скважины. Влияние этого процесса на формирование ОЗ определяется количеством промывочной жидкости, поступившей под долото в процессе разбухания пласта (см. подразд. 1.1).

Кроме фильтрации промывочной жидкости в пласт на информативность ГИС могут оказывать влияние и процессы, протекающие на этапе цементации, перфорации, освоения и эксплуатации скважин.

При цементации в пласт фильтруется цементный раствор, происходит физико-химическое взаимодействие цемента и его фильтрата с пластом-коллектором и насыщающими его флюидами, в результате в ОЗ могут возникать зоны цементации.

Проникновение фильтрата цементного раствора в пласт приводит к увеличению водонасыщения и удельного электрического сопротивления в ОЗ (П.А. Прямов, В.Д. Кучернюк, Т.А. Шапошникова и др.).

Под действием динамических нагрузок в ОЗ возникают значительные напряжения с возможным образованием трещин. При вскрытии пластов перфорацией процессы уплотнения и дробления пород осложняются фильтрацией (Г.Н. Герасименко, В.А. Ежов, Ю.Д. Репринцев).

Исследование влияния деформационных процессов в ОЗ, проведенное В.М. Добрыниным на основании данных о сжимаемости пород, показало, что изменение пористости в околоскважинной зоне не превосходит двух относительных процентов и не влияет на геофизические характеристики ОЗ.

Влияние зон техногенной трещиноватости на эффекты гравитационного расформирования зоны проникновения были выявлены Б.М. Орлинским. Однако Л.Б. Берман, В.С. Нейман считают, что эффекты техногенной трещиноватости ОЗ сопровождаются закупоркой трещин при фильтрации глинистого раствора. Вследствие закупорки и смыкания трещин влияние техногенной трещиноватости на геофизические характеристики ОЗ зон становится пренебрежимо малым.

В ОЗ могут происходить выпадения солей, смол, асфальтенов

и парафинов, разгазирование нефтей. Эти процессы могут оказывать некоторое влияние на результаты ГИС (Ю.А. Паршин, Д.А. Крылов, Ю.Г. Киянов). Охлаждение ОЗ интенсифицирует процессы выпадения парафина, тяжелых нефтяных фракций и солей.

Как показали исследования (Р.С. Яремийчук, Г.В. Савьюк), для пластов, насыщенных парафинистой нефтью, в процессе вскрытия пласта наряду с кольтматацией пород дисперсной фазой бурового раствора и проникновением фильтрата происходит парафиновая кольтматация. Размеры зоны выпадения парафина достигают $n \cdot 10$ см (О.К. Ангелопуло, В.М. Светлицкий).

Вышеперечисленные процессы могут оказывать влияние на показания ГИС, однако степень их влияния избирательна и зависит от специфических особенностей разработки месторождения, свойств коллектора и технологии заканчивания скважин.

Современные технологии ГИС используют регулируемые фильтрационные процессы закачки и отбора различных флюидов, в том числе и активных по отношению к геофизическим характеристикам. Эффективность использования этих процессов в промышленно-геофизической литературе практически не исследована, имеются лишь приблизительные оценки необходимого объема закачанной жидкости (Ф. Энгельгардт), влияния неоднородности на распределение объема поступившей жидкости в отдельные пропластки (Б.И. Леви, В.Л. Комаров, Н.И. Полицина, Ю.В. Сурков). Из сказанного следует, что основное влияние на информативность ГИС оказывают процессы фильтрации, направленные из скважины в пласт (исследования необсаженных скважин), и процессы фильтрации из зоны проникновения в пласт (исследование обсаженных скважин).

1.3. Состояние использования параметров околоскважинных зон при геофизических исследованиях скважин

Как указывалось, большинство методов ГИС обладают незначительным радиусом исследования. Микрометоды отражают характеристики глинистой корки, зоны кольтматации и промытой зоны. Электрические методы отражают свойства всей ОЗ, включая и не затронутую проникновением ее часть. Нейтронные и акустические методы характеризуют промытую зону и частично зону проникновения.

Специфические условия проведения ГИС predeterminedили массовое использование параметров ОЗ при решении задач промышленной геологии. Геофизические исследования околоскважинных зон позволяют решать задачи выделения коллекторов, оценивать характер их насыщения, определять подсчетные параметры (пористость, нефтегазонасыщенность, коэффициент вытеснения, эффективную мощность). Эффекты изменения физических свойств пласта в результате фильтрации промывочной жидкости в пласт

традиционно используются для обнаружения коллектора. С целью повышения эффективности решения этой задачи В.Н. Дахновым в 1963 г. предложена специальная методика ГИС, основанная на использовании фактора времени, реализуемая с помощью технологии повторного проведения ГИС.

Дальнейшее развитие этот подход получил в работах А.Н. Африкяна, Б.Ю. Вендельштейна, К.А. Грудкина, Д.А. Коженикова, Н.М. Свихнушина, Н.Н. Сохранова, Л.И. Орлова, А.В. Ручкина, Р.А. Резванова, Н.В. Фармановой и многих других исследователей.

Выделение коллекторов проводится также по сопоставлению показаний методов ГИС с разной глубиной исследования. Конкретные методы выделения коллекторов по характеристикам зоны проникновения описаны в обширной литературе.

Выделение коллекторов и определение характера их насыщения по характеристикам ОЗ основаны на изменении физических свойств в радиальном направлении и на различии этих изменений в водоносных и нефтеносных пластах.

При выделении коллекторов и оценке характера их насыщения информативными являются и эффекты расформирования зоны проникновения.

Характеристики зоны проникновения используют при комплексной интерпретации данных ГИС для оценки коэффициента пористости и нефтегазонасыщения. Имеются многочисленные методики, использующие для этих целей параметры околоскважинных зон. Параметры промытой зоны используют для оценки коэффициента вытеснения и остаточной нефтенасыщенности по данным ГИС.

В последние годы интенсивно развивается новое направление использования информации о характеристиках ОЗ, основанное на технологиях специальных ГИС (Я.Н. Басин, Л.Г. Петросян и др.). Суть этих технологий заключается в использовании целенаправленных воздействий на пласт с целью интенсификации изменений физических свойств в ОЗ.

Целенаправленные изменения проводятся как в процессе вскрытия пластов бурением, так и в процессе проведения ГИС. Принципиальная схема специальных ГИС, данная Я.Н. Басиным и Л.Г. Петросяном, приводится на рис. 3. С помощью специальных технологий ГИС решаются следующие задачи: выделение коллекторов и определение их эффективных толщин; разделение коллекторов на типы по структуре порового пространства и характеру смачиваемости; определение ФЕС пластов (пористость, проницаемость, нефтегазонасыщенность); выделение ГВК и НВК; выделение обводнившихся пластов; оценка остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения.

Л.Б. Берманом предложены способы группирования пластов по ФЕС на основе изучения зоны проникновения по данным ГИС. Им же предложены методики выделения пластов с начальным градиентом давлений на основе околоскважинной информации.

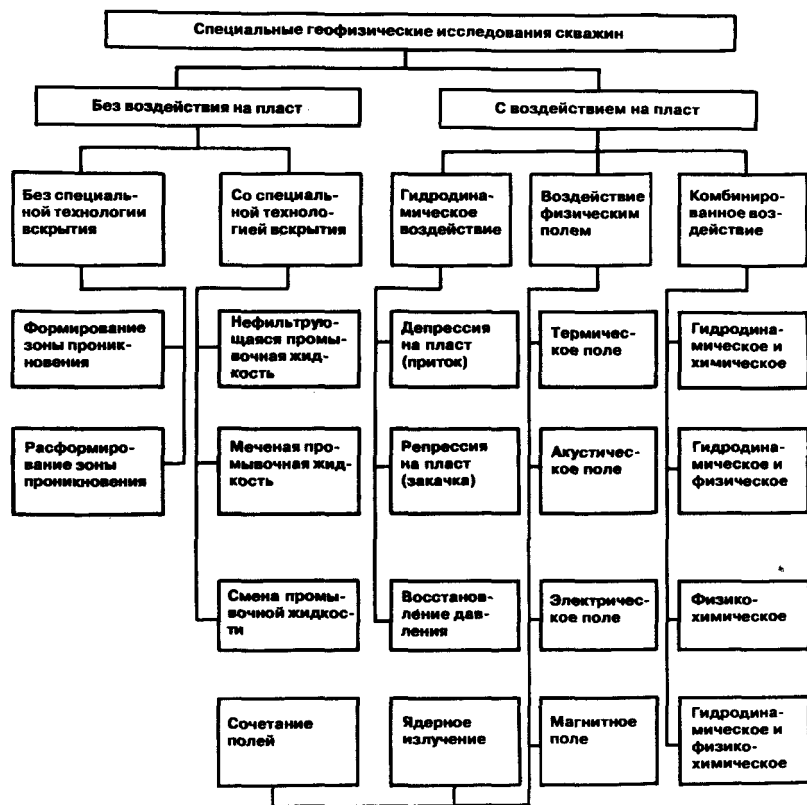


Рис. 3. Классификационная схема специальных геофизических исследований околоскважинных зон

Вышесказанное показывает, что параметры ОЗ на начало наших исследований использовались при решении традиционных для промысловой геофизики задач, связанных с подсчетом запасов, контролем за разработкой, составлением геолого-промысловой основы проектов разработки месторождений.

Использование данных ГИС для повышения эффективности нефтегазоизвлечения обуславливает необходимость изучения ОЗ прежде всего в связи с ее влиянием на продуктивность скважин и нефтеотдачу пластов. Впервые это направление было обосновано автором и получило свое развитие в разработках целого ряда научно-исследовательских и проектных организаций. Научные основы данного направления излагаются в последующих разделах.

ТЕХНОГЕННАЯ ГЕОДИНАМИКА ОКОЛОСКВАЖИННЫХ ЗОН

Околоскважинные зоны - это особая часть нефтегазового пласта, определяющая эффективность ГИС, добычные возможности скважин и влияющая на нефтегазоизвлечение.

Именно такой подход к проблеме развивается в работах Г.И. Баренблатта, В.М. Добрынина, Ю.П. Желтова, О.Л. Кузнецова, А.Х. Мирзаджанзаде, В.Н. Николаевского, Э.М. Симкина, М.Л. Сургучева, В. Фертля, С.А. Христиановича, Р.С. Яремийчука и многих других исследователей.

Ими было показано, что в околоскважинной зоне фильтрационные процессы осложняются локальными нелинейными эффектами, связанными с особенностями распределения полей давления, температуры, напряжений и насыщенности в этой области.

При внедрении глинистого раствора в пласт возникают сложные многофазные многокомпонентные фильтрационные течения.

В процессе фильтрации первоначальные характеристики отдельных фаз и компонентов существенно меняются в пространстве и во времени. Пространственно-временное и компонентное разделение глинистого раствора приводит к возникновению в ОЗ системы зон с различными физическими свойствами (рис. 4). На стенке скважины откладывается часть дисперсной фазы, образуя зону глинистой корки 2. Другая часть дисперсной фазы, проникая в ОЗ, образует зону коагуляции 3. В процессе вытеснения нефти, газа и воды фильтратом глинистого раствора в ОЗ образуется промытая зона 4 и зона внедрения фильтрата глинистого раствора - зона проникновения 5. После обсадки скважины зона проникновения расформируется. Основные представления о механизме изменения физических свойств пласта в ОЗ получены путем лабораторного моделирования. Добиться полного подобия реальных условий ОЗ условиям моделирования при проведении лабораторного эксперимента практически невозможно.

Однако полученные путем лабораторного моделирования результаты являются пока что единственной основой для используемых на практике моделей.

Сложный нелинейный характер локальных процессов в ОЗ, их взаимовлияние, большое количество определяющих параметров и сопутствующих явлений предопределяют необходимость особого подхода к изучению этих процессов.

Детальный анализ механизма и закономерностей изменения физических свойств в ОЗ возможен лишь на основе разработки

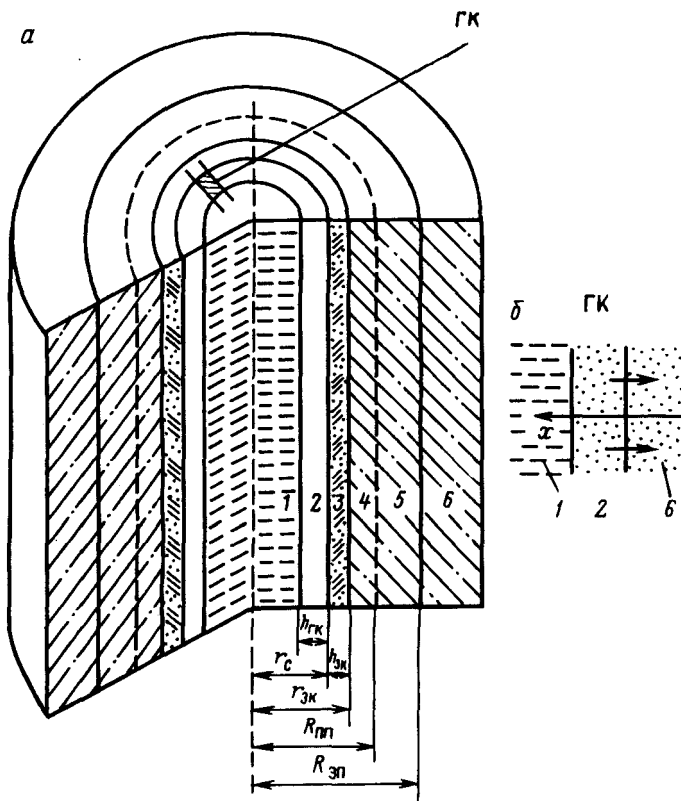


Рис. 4. Схемы строения околоскважинной зоны пласта (а) и образования глинистой корки на пласте (б):

1 - скважина с глинистым раствором; 2 - глинистая корка; 3 - зона коагуляции; 4 - промытая зона; 5 - зона проникновения; 6 - пласт-коллектор

математических моделей, учитывающих физическую сущность процессов и специфику ОЗ. Эти модели должны удовлетворять следующим требованиям: 1) адекватно описывать механизм изменений физических свойств пласта в ОЗ; 2) основываться на хорошо разработанной петрофизической базе; 3) позволять проводить инженерное обобщение экспериментально установленных фактов и давать в эффективной форме нужные на практике предсказания.

Для установления степени соответствия той или иной математической модели реально протекающему процессу необходим анализ физических основ этого процесса. Следует отметить, что ввиду большой сложности реальных процессов многие явления не имеют адекватного и общепринятого описания, а эксперимен-

тальные данные зачастую являются противоречивыми вследствие влияния на процесс большого количества различных факторов.

В этой части работы процессы в ОЗ рассматриваются с позиций, принятых в механике сплошной среды, в частности в гидродинамике.

При разработке созданных моделей оказалась весьма эффективной теория подобия и моделирования и, в частности, представления об автомодельности Г.И. Баренблатта, который разработал конкретные способы и определил перспективные подходы использования этой теории для проведения эффективного изучения и инженерного обобщения нелинейных процессов и явлений, характерных для ОЗ.

ОЗ рассмотрена как единая техногенная геодинамическая система, состоящая из взаимодействующих околоскважинных зон. В каждой зоне изменение физических свойств определяется превалирующими процессами, которые, в свою очередь, зависят от существенных именно для этой зоны определяющих факторов и параметров.

Исследование техногенной геодинамики в ОЗ проведено по следующей схеме: 1) анализ известных фактов и представлений; 2) выявление неизученных явлений и противоречивых фактов; 3) построение физико-математических моделей процессов, определяющих изменения физических свойств пласта в типичных геолого-промысловых условиях; 4) количественный анализ определяющих параметров, осложняющих факторов и явлений; 5) разработка специальных моделей процессов в ОЗ; 6) изучение динамических закономерностей изменения физических свойств пласта в ОЗ и их связей с технологическими факторами.

Раздел первый

ДИНАМИКА ОКОЛОСКВАЖИНЫХ ЗОН ПРИ РАЗДЕЛЕНИИ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ НА ДИСПЕРСНУЮ ФАЗУ И ДИСПЕРСИОННУЮ СРЕДУ

Как указывалось (см. подразд. 1.1, 1.2), промылочные жидкости, применяемые при геотехнологических операциях в скважинах, являются суспензиями, состоящими из дисперсной твердой фазы и жидкой дисперсионной среды. При фильтрации промывочной жидкости происходят процессы разделения. Они являются определяющими при заканчивании скважин: вскрытие пластов бурением - фильтрация под долото, через боковую поверхность скважины; вскрытие пластов перфорацией - фильтрация через перфорационные отверстия; гидроразрыв пласта - фильтрация жидкостей разрыва из трещины в пласт; ремонт

скважин - фильтрация специальных промывочных жидкостей; цементаж - фильтрация цементных растворов и т.д.

Такой широкий спектр технологических процессов разделения связан прежде всего с тем, что практически все технологические жидкости, используемые в скважинах, являются суспензиями, даже при применении "чистых" технологических жидкостей последние обогащаются твердыми частицами во всех видах оборудования, используемых на промыслах. Продуктами загрязнения в основном являются железо, глинистые растворы, цемент, консистентные смазки, пульпа, бактерии, химические добавки и другие материалы, прокачиваемые через систему. Менее чайной ложки такой "грязи" часто достаточно, чтобы вызвать закупорку перфорационного канала.

Исследованию процессов фильтрации суспензий посвящена обширная литература. Эти процессы исследовались применительно к задачам химической технологии (А.Г. Касаткин, В.А. Жужинов, Т.А. Малиновская), мелиорации (Ю.М. Шехтман, И.С. Туровский), очистки жидкостей и газов от примесей (О.Л. Брук, В.П. Коваленко, А.А. Ильинский, С.М. Баландин, М.Г. Магус и др.). Однако установленные в этих исследованиях закономерности неприменимы для процессов разделения промывочных жидкостей (в околоскважинных зонах) в силу особенностей промывочных жидкостей и особых геотехнологических требований к дифференцированной информации о свойствах глинистых корок и зон кольматации в их динамике.

Применяемые буровые растворы и их краткая петрофизическая характеристика. В настоящее время бурение скважин на нефть и газ проводится в основном на глинистых растворах, из которых примерно 2/3 приготавливают на буровых и глинозаводах и 1/3 образуется из разрушенных пород в процессе бурения (естественные буровые растворы). Применяют преимущественно легкие глинистые растворы с удельным весом 1,15-1,3 г/см³. Утяжеленные баритом, магнетитом или гематитом растворы используют значительно реже, в основном в южных районах.

Глинистый раствор представляет собой гетерогенную полидисперсную систему, дисперсной фазой которой являются глины и частицы выбуренных пород. Они очищают скважину от обломков выбуренной породы (шлама) и выносят их на поверхность, удерживают частицы во взвешенном состоянии при остановке циркуляции раствора, охлаждают долото и облегчают разрушение породы в призабойной зоне, создают давление на стенке скважины для предупреждения водо-, газо- и нефтепроявлений; обеспечивают сохранение проницаемости продуктивного пласта при его вскрытии.

Жидкая фаза характеризуется плотностью, вязкостью, химической активностью.

Плотность жидкой фазы в значительной степени зависит от температуры и минерализации. В зависимости от разности

плотностей твердой и жидкой фаз можно судить о характере фильтрации и разделения промывочной жидкости.

Вязкость жидкой фазы μ_2 представляет собой свойство жидкости оказывать сопротивление усилиям, вызывающим относительное перемещение ее частиц. Вязкость ньютоновских жидкостей представляет собой коэффициент пропорциональности в линейной зависимости между касательным напряжением τ и градиентом скорости по нормали к направлению движения dv_2/dn . Для неньютоновских жидкостей эта зависимость нелинейна.

Химическая активность, показателем которой может служить содержание водородных ионов (рН), в большой степени влияет на свойства корок и зон кольматации, получаемых при фильтрации. В зависимости от концентрации водородных ионов жидкая фаза может вступать с частицами в химическую реакцию, вызывать растворение, набухание частиц, способствовать образованию агрегатов частиц, либо, наоборот, их пептизации. Все эти факторы могут значительно изменять фильтрацию. Добавление к суспензии различных агрегирующих веществ (полиэлектролиты, крахмал) способствует образованию корок и зон кольматации с большей проницаемостью. Соответствующим подбором поверхностно-активных веществ и электролитов можно понизить дзета-потенциал на границе раствора с коркой и тем самым значительно интенсифицировать процесс фильтрации и разделения промывочной жидкости.

Твердые частицы характеризуются размером, плотностью, формой, гранулометрическим составом, электрокинетическими свойствами.

Размер частиц промывочной жидкости может изменяться в очень широком диапазоне: от коллоидных частиц (около 10^{-3} - 10^{-1} мкм) до грубодисперсных (свыше 100 мкм) (Л.М. Ивачев, В.И. Соколов). Крупность твердой фазы суспензий рекомендуется определять по минимальному размеру частиц, причем масса этого класса частиц должна составлять 10% от массы всех частиц.

Для характеристики дисперсности суспензий применяют интегральные и дифференциальные кривые распределения частиц по размерам (рис. 5). В процессе бурения промывочные жидкости обогащаются частицами выбуренной породы (шлама), которые также изменяются по размерам.

В литературе (П.А. Коузов, Н.Я. Авдеев) приведены различные формулы, подбираемые в соответствии с конкретным видом кривых распределения, а также универсальные четырехпараметрические формулы, отвечающие многим формам кривых распределения.

Форма твердых частиц оказывает определенное влияние на закономерности разделения. Чем больше форма частиц отличается от шарообразной, тем больше сопротивление при движении этих частиц в жидкости. Кроме того, частицы очень неправильной формы могут образовывать корки и зоны кольматации

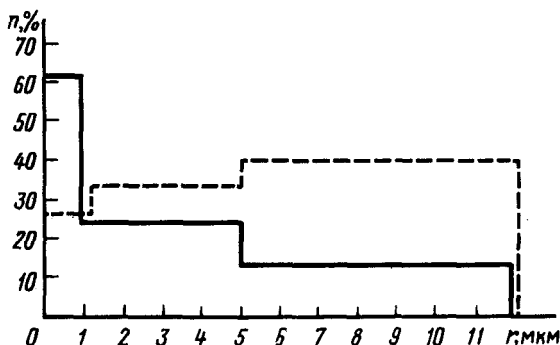


Рис. 5. Распределение частиц дисперсной фазы глинистого раствора по размерам для необработанного глинистого раствора (сплошная линия) и обработанного ССБ и едким натром (пунктирная линия)

с высокой пористостью, имеющие высокую проницаемость. Фактор формы частицы представляет собой отношение поверхности шара, имеющего такой же объем, как и реальная частица, к поверхности этой частицы. Фактор формы шара, таким образом, равен единице, куба - 0,806, игольчатых частиц ($h = 20 r$) - 0,58, диска ($h = 15 r$) - 22 (П.Г. Романков, М.И. Курочкина). Обычно в промывочных жидкостях попадают частицы самой разнообразной формы, что значительно затрудняет изучение закономерностей их разделения на микроуровне и построение различных геометрических моделей фильтрационных корок и зон коагуляции.

Типичный буровой раствор на водной основе может содержать порядка 6-8% бентонитовой глины, суспензированной в воде, а также различные стабилизаторы и утяжелители. Частицы бентонита плоские, пластинообразные, размер в поперечнике обычно около 10^{-6} м и толщина - 10^{-8} м.

Электрокинетические свойства твердых частиц связаны с природой дисперсионной среды. В связи с возникновением на границе между жидкостью и твердым веществом двойного электрического слоя твердые частицы могут агрегатироваться, что ускоряет процессы разделения и фильтрации.

Важнейшими характеристиками промывочных жидкостей, влияющими на вид и интенсивность их фильтрации и разделения, являются концентрация, форма и размер твердой фазы. В зависимости от этих параметров различают виды разделения с образованием корки, промежуточное, с образованием зон коагуляции, с частичным, а также с полным закупориванием пор коллектора твердой фазой.

2. Развитие исследований по изучению статистики и динамики глинистых корок

Глинистая (фильтрационная) корка (ГК) образуется в результате разделения твердой и жидкой фаз промывочной жидкости в процессе ее фильтрации (см. рис. 4). В зависимости от соотношения характерных размеров частиц и размеров пор различают два механизма: с проникновением твердых частиц в поры пласта-коллектора и без заметного проникновения. В первом случае наряду с зоной ГК образуется зона коагуляции. Во втором случае только ГК.

Традиционно проблема ГК рассматривается как проблема фильтрации с осаждением (А.Г. Касаткин, Т.А. Малиновская, Ю.М. Шехтман, И.М. Федоткин и др.). Для математического описания проблемы разработано большое количество теоретических и эмпирических моделей, которые широко применяются в химической технологии и для расчетов процессов фильтрации. Подробная сводка таких моделей дана В.А. Жужиковым, И.М. Федоткиным. Основой для получения моделей является теория фильтрационной консолидации грунтов, в которой учитывается изменение пористости и сжимаемости в процессе фильтрации. Промывочные жидкости являются полидисперсными глинистыми суспензиями, на их свойства существенное влияние оказывают физико-химические факторы, определяющие, в частности, проницаемость корки. Изменение проницаемости корки - ключевой момент, контролирующей как процессы ее образования, так и уплотнения. В последнее время разрабатываются новые теории, где предпринимаются попытки учета как сжимаемости, так и проницаемости (И.Н. Кочина, Н.Н. Михайлов, И.М. Федоткин и др.).

Д.Е. Смайлс на основе уравнений механики многофазных сред получил дифференциальные уравнения, учитывающие изменение фильтрационных параметров по толщине осадка и во времени.

И.М. Федоткиным, В.И. Воробьевым, С.М. Вьюном разработана теория, учитывающая сжимаемость фильтрационного осадка в целом.

Однако эти теории неприменимы к процессам уплотнения глинистых корок. Для целей изучения изменения свойств ГК под действием гидродинамических и физико-химических факторов необходимо было разработать теорию уплотнения ГК, позволяющую проводить дифференцированный анализ свойств ГК и учитывающую влияние как макро-, так и микрофакторов на процессы уплотнения при различных режимах ее формирования. В работах И.Н. Кочиной, Н.Н. Михайлова впервые предложены новые модели фильтрации через глинистые корки, учитывающие широкий спектр микро- и макрофакторов, обуславливающих уплотнение корки.

2.1. Структура и свойства глинистой корки

Глинистые корки (ГК) представляют собой сложную многокомпонентную систему, состоящую в общем случае из твердых частиц различной природы, формы и размеров, жидкой фазы разного состава и пузырьков воздуха и газа. Характерной особенностью многих ГК является агрегирование первичных коллоидных частиц. Чем выше дисперсность частиц, тем больше молекулярные силы притяжения, под воздействием которых образуются ультра- (размером менее 2 мкм) и микро- (2 - 100 мкм) агрегаты (И.А. Дадашев, А.Ш. Курбанов).

Изучению физических свойств ГК посвящено большое число исследований. При этом максимальный объем исследований приходится на изучение свойств ГК в связи с анализом прихвата бурового инструмента, влиянием глинистой корки на качество цементирования скважин и вскрытия пластов. Значительно меньше работ посвящено собственно изменениям физических свойств в зоне ГК, влиянию свойств раствора, условий бурения и промывки скважин на изменение физических свойств глинистых корок. Почти совсем не изучен механизм взаимодействия ГК с пластом. Имеющиеся исследования посвящены, как правило, изучению отдельных характеристик и свойств и не позволяют получать связи между различными параметрами ГК, условиями бурения и свойствами пласта-коллектора.

Закономерности изменения физических свойств ГК определяются механизмом их образования. При этом значительную роль играют свойства глинистых растворов, условия бурения и свойства коллекторов нефти и газа. При исследовании закономерностей образования ГК и изменения физических свойств в ней обычно выделяются два технологических режима образования, характеризующихся различием механизмов изменения физических свойств ГК: статический и динамический режимы образования глинистой корки. При статическом режиме течение промывочной жидкости происходит только в глубь пласта. При динамической фильтрации наряду с движением промывочной жидкости в пласт имеет место движение вдоль оси скважины. Геофизические исследования скважин проводятся, как правило, в условиях отсутствия циркуляции в статических условиях. Лабораторное изучение ГК проводится также при статическом режиме. В процессе бурения скважин циркуляция наряду со статическим режимом оказывает влияние на механизм изменения физических свойств ГК.

Многочисленные экспериментальные исследования показывают, что физические свойства ГК претерпевают существенные изменения как по толщине, так и при изменении технологических условий ее образования. Установлено, что влажность в различных слоях корки неодинакова и уменьшается по направлению фильтрации (В.С. Баранов). Плотность корки может меняться по различным законам, возрастая по направлению фильтрации.

(Ю.А. Гулин, М.П. Гулизаде). Показано, что удельное электрическое сопротивление ГК может увеличиваться по толщине от величины, приблизительно равной удельному электрическому сопротивлению раствора (ρ_p), до $2,7\rho_p$ на границе корки с породой (Л.И. Орлов, А.В. Ручкин, Н.М. Свихнушин, 1976). Целым рядом исследователей отмечены изменения прочности, напряжения на сдвиг и других технологических показателей по толщине ГК (Г.В. Конев, В.С. Войтенко, М.К. Сеид-Рза и др.).

Прямыми экспериментами по раздельному изучению различных слоев ГК установлено, что пористость и давление меняются по глубине корки (Ф.М. Тиллер, Х.П. Грейс).

Детальный анализ микроструктуры натуральных ГК, проведенный А. Хартманом и др. с помощью технологии ударной заморозки сформировавшихся глинистых корок с последующим их изучением посредством сканирующего электронного микроскопа, показал, что типичные буровые растворы на основе 6%-ной бентонитовой глины образуют корку с характерной ячеистой структурой (рис. 6, а). Исходный необработанный буровой раствор образует корку, в которой частицы ориентированы по направлению фильтрации. Контакты между отдельными частицами определяются электростатической связью типа край частицы - поверхность частицы. Внутрипоровое пространство характеризуется высокой степенью однородности, в структуре скелета корки преобладают частицы определенного размера.

Микроструктура глинистой корки существенным образом зависит от химической обработки исходной промывочной жидкости. Добавка к исходному раствору химического реагента ($\text{CaCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$) привела к полному разрыву связей типа край - поверхность, частичной дегидратации и коагуляции исходных бентонитовых частиц в корке. В результате произошли укрупнение частиц в агрегаты, увеличение их размеров и усложнение структуры внутрипорового пространства, приведшее к увеличению размеров среднего эффективного радиуса пор и, как следствие, к изменению фильтрационных свойств корки (рис. 6, б). Промывочная жидкость на основе аттакульгита с дисперсионной средой (соленая вода) дала структуру корки в виде образования пучков из иголок с высокой пористостью и ориентацией пучков по направлению фильтрации (рис. 6, в). Под действием гидродинамического давления образуется уплотненная слабопроницаемая микроструктура корки (рис. 6, г). При обработке исходной промывочной жидкости насыщенным соевым раствором происходит дальнейшее усложнение микроструктуры корки, она становится менее проницаемой (рис. 6, д). Кроме вышеуказанных структур обнаружены также сотовые структуры корки и переходные разности.

Отмеченные выше особенности микроструктуры ГК указывают на определенную аналогию в строении корок и слабоуплотненных глинистых грунтов (илы, торфы, пулька и др.), структура которых хорошо известна из работ по грунтоведению и инженерной



Рис. 6. Характерные структуры глинистых корок, образовавшихся в условиях буровой скважины

геологии (Е.М. Сергеев, В.И. Осипов и др.). Однако имеется и специфика: несмотря на различие внутриворонных структур, все исследованные выше фильтрационные корки характеризуются высокой общей пористостью с подавляющим преобладанием проточных пор. Для указанных структур справедливо тождественное равенство общей, эффективной и проточной пористости.

В связи с крайней сложностью и нерегулярным характером структуры корок изучать процессы разделения на основе обычных методов гидродинамики невозможно. Поэтому при исследовании процессов разделения вводятся усредненные, интегральные характеристики, отражающие суммарные статистические закономерности, справедливые для достаточно больших областей внутри слоя корки (Ф. Энгельгардт) либо для всей корки в целом (Т.З. Измайлов, Е.М. Выгодский и др.).

Из-за нерегулярности строения корку нельзя полностью описать никаким конечным набором параметров. Однако для целей гидродинамической теории фильтрации достаточно небольшого числа усредненных характеристик, в целом отражающих физические свойства корок.

Минимальный масштаб усреднения связан с необходимой детальностью изучения свойств корки. Для целей проводимого исследования таким масштабом может быть выбран масштаб градиента изменения любых физических свойств в корке.

При изучении динамики ОЗ методами ГИС наибольшее значение приобретает непостоянство свойств ГК по толщине, влияние на эти свойства технологических условий в скважине, петрофизических характеристик пластов и влияние самой корки на состояние и динамику всей ОЗ. Основным фактором, определяющим вышеуказанные характеристики, являются эффекты уплотнения ГК и связанные с ними изменения их физических свойств (Н.Н. Михайлов, 1987):

2.2. Фильтрационное уплотнение глинистой корки

Закономерности изменения физических свойств ГК обусловлены процессами фильтрационного уплотнения дисперсной фазы промысловой жидкости при образовании, росте и эрозии ГК. Механизм ее уплотнения имеет некоторые сходные черты с механизмом уплотнения глинистых толщ в процессе осадконакопления, описанным В.М. Добрыниным и К. Магара. Однако, несмотря на очевидное сходство процессов, они существенно различны. Основные из различий следующие: 1) образование глинистых отложений в процессе осадконакопления происходит под действием естественных геологических факторов, в то время как глинистые буровые суспензии изготавливаются целенаправленно на буровых с соблюдением соответствующих технологических нормативов; 2) физико-химические и термобарические условия осадкообразования в седиментационных бассейнах и в условиях буровой скважины совершенно различны; 3) процесс уплотнения глинистых толщ происходит в геологическом интервале времени, процесс образования ГК характеризуется временами от десятков минут (лабораторные исследования) до десятков часов в условиях скважины; 4) в процессе уплотнения глинистых толщ действующая на них нагрузка определяется весом вышележающих отложений, в то время как на ГК действует гидродинамический перепад давления между скважиной и пластом. Однако основные концепции теории консолидации применимы к изучению механизмов образования ГК и изменения ее физических свойств. Исходя из этого подробнее рассмотрим вопрос о напряжениях, действующих в скелете пористой среды, которой является корка. Если пористая среда насыщена жидкостью и подвержена некоторой нагрузке, то в скелете ее возникают напряжения. Чтобы найти их, рассмотрим следующую

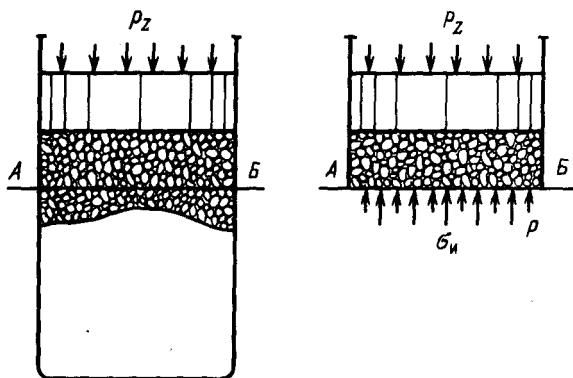


Рис. 7. Схема напряжений в пористой среде

схему (рис. 7). Пусть имеется цилиндрический сосуд с площадью поперечного сечения, равной единице. В нем находится пористая среда, насыщенная жидкостью под давлением p . Если сверху поместить поршень, создающий вертикальное давление p_z , то в скелете пористой среды возникнут напряжения. Чтобы найти зависимость этих напряжений от p_z и p , используют различные понятия напряжений. Истинные напряжения σ_n - это напряжения, приходящиеся на единичную площадку пористого тела в целом, включая как зерна, так и пустоты.

Нейтральные напряжения - это напряжения, создаваемые в пористом теле только внутрипоровым давлением p и приводящие к возникновению в материале пористого тела только напряжений, равных p .

Найдем истинное сжимающее нормальное напряжение σ_n , действующее в сечении А-Б (см. рис. 7). Для этого составим уравнение равновесия части цилиндра, заключенного между поршнем и сечением А-Б. Пренебрегая силами трения и весом пористой среды и жидкости, получим

$$p_z = m_0 p + \sigma_n,$$

где давление умножается на коэффициент пористости, так как оно действует по площади, смоченной жидкостью, а σ_n отнесено ко всей площади. Выделим из истинного напряжения напряжение, обусловленное давлением жидкости, т.е. нейтральное напряжение, отнесенное к поверхности зерен, тогда $p_z = m_0 p + [\sigma_n - p(1 - m_0)] + p(1 - m_0) = p + \sigma_n - p(1 - m_0)$, и назовем $\sigma_n - p(1 - m_0) = \sigma_{эф}$ эффективным напряжением, будем иметь $p_z = p + \sigma_{эф}$. Из последнего равенства следует, что при пос-

тоянном внешнем нагружении уменьшение давления приводит к увеличению эффективного напряжения.

При проведении опытов, аналогичных описанному выше, $\sigma_{эф}$ можно найти как превышение приложенной нагрузки (на единицу общей площади) над равновесной нагрузкой:

$$\sigma_{эф} = p_z - p. \quad (2.1)$$

Рассмотрим теперь эффективные напряжения, возникающие при фильтрации через ГК. Схема уплотнения ГК в процессе фильтрации дана на рис. 8. При движении фильтрата через ГК между фильтратом и материалом скелета корки происходит взаимодействие, приводящее к изменению формы агрегатов частиц и к их переупаковке. Часть поверхности каждого агрегата частиц скелета ГК соприкасается с соседними агрегатами и в скелете возникают эффективные напряжения (на рис. 8 схематично показано стрелками). Другая часть поверхности агрегатов из твердых частиц омывается фильтратом глинистого раствора. Давление в фильтрате уменьшается обратно пропорционально проницаемости пройденного слоя. Поскольку фильтрация происходит при постоянном перепаде давления ($p = p_z$), то из соотношения (2.1) следует, что эффективные напряжения возраст-

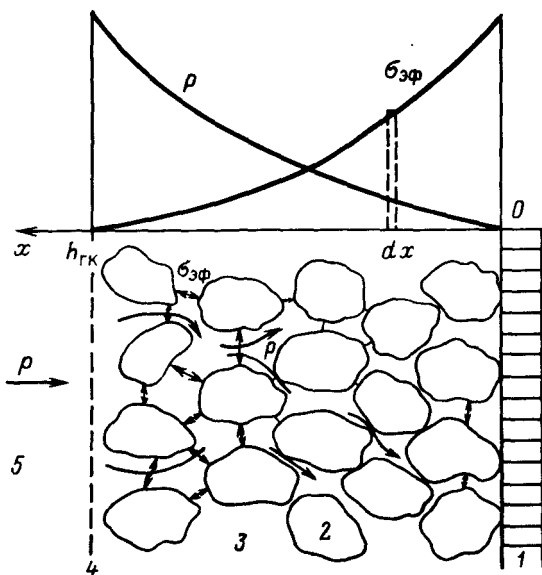


Рис. 8. Схема фильтрационного уплотнения глинистой корки:
 1 - фильтр; 2 - частицы дисперсной фазы; 3 - фильтрат; 4 - граница глинистой корки; 5 - глинистый раствор

тают в направлении фильтрации. На границе глинистой корки с промывочной жидкостью перепад давлений p полностью передается фильтрату и эффективное напряжение равно нулю. На границе ГК с фильтром давление в фильтрате равно атмосферному (сопротивление фильтра пренебрежимо мало), что означает равенство эффективного напряжения приложенному перепаду давлений p . Возрастание эффективного напряжения приводит к большему уплотнению данного слоя ГК по сравнению с предыдущим, что в свою очередь вызывает уменьшение проницаемости и пористости, а это приводит к изменению других физических свойств корки. В процессе роста ГК происходит постоянное изменение эффективных напряжений во времени и по толщине. Для того, чтобы определить изменения физических свойств в ГК, необходимо знать распределения эффективных напряжений по толщине в различные моменты времени и иметь связи между свойствами корок и эффективными напряжениями.

2.3. Зависимости физических свойств глинистых корок от эффективных напряжений

При изучении зависимости физических свойств глинистых отложений от эффективных напряжений обычно используют связи физических свойств глин с глубиной залегания, которая в свою очередь связана с эффективными напряжениями. Основным изучаемым параметром является пористость глин. Для ее определения используют петрофизические связи между пористостью и скоростью распространения упругих волн, удельным электрическим сопротивлением и пористостью, проницаемостью и пористостью (В.М. Добрынин, К. Магара и др.). Эффективность такого подхода обусловлена идентичностью геологическим условиям образования и уплотнения глин. Условия образования и уплотнения ГК определяются в основном технологическими параметрами: составом и свойствами глинистых растворов, типом применяемых химических агентов, перераспределением давлений в системе скважина - пласт, режимом промывки скважины и т.д. В процессе бурения скважин эти технологические параметры могут не только существенно отличаться от условий лабораторного эксперимента, но и изменяться для различных скважин. Более того, даже в процессе бурения одной скважины свойства буровых растворов и их состояние в стволе скважины периодически меняются.

Таким образом, ГК одинаковой толщины могут характеризоваться различными физическими свойствами. Это не позволяет получать однозначные связи между эффективными напряжениями и свойствами ГК.

Для получения ГК и изучения их физических свойств при фиксированных значениях эффективного напряжения используется специальная методика (рис. 9). В цилиндр с пористым дном и крышкой помещается промывочная жидкость, после чего прик-

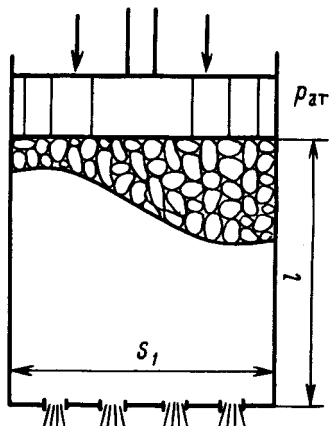


Рис. 9. Схема прибора для получения глинистых корок в условиях постоянства эффективных напряжений

ладывается вертикальное давление. Приложенное давление воспринимается твердой фазой, так как жидкая фаза свободно вытекает из отверстия дна и крышки, оставаясь все время под атмосферным давлением (двусторонняя фильтрация). Таким образом, в силу соотношения (2.1) в этом эксперименте эффективное напряжение равно приложенному вертикальному давлению. Корка, сжатая поршнем, по структуре однородна, и ее свойства идентичны свойствам тонкого слоя реальной глинистой корки, находящегося под тем же эффективным напряжением (см. рис. 8). И.Н. Кочиной и Н.Н. Михайловым зависимость коэффициента проницаемости $k_{ГК}$ глинистой корки от эффективных напряжений представлена в виде

$$k_{ГК} = k_{ГК1} \sigma_{эф}^{-m_1}, \quad (2.2)$$

где $k_{ГК1}$ характеризует проницаемость корки при $p = 0,1$ МПа, а m_1 характеризует степень влияния эффективных напряжений на уменьшение проницаемости корки. Значения m_1 лежат в интервале от нуля (для несжимаемых корок) и до единицы (теоретически возможная сжимаемость корки).

В этой же работе рассматривается зависимость сжимаемости однородного слоя глинистой корки от эффективного напряжения. Коэффициент сжимаемости ($a_{ГК}$) определяется как относительное изменение текущего объема корки $V_{ГК} = l \cdot s_1$ при изменении эффективного напряжения на единицу, $a_{ГК} = -(1/V_{ГК}) dV_{ГК}/d\sigma_{эф}$, где $dV_{ГК} = dl \cdot s_1$ (см. рис. 9).

В эксперименте непосредственно измеряются текущий объем и его изменение $dV_{ГК}$ при изменении напряжения $d\sigma_{эф}$.

Поскольку ГК представляет собой высокопористую сжимаемую среду, то можно пренебречь сжимаемостью скелета и связать сжимаемость с изменением пористости при росте напряжения.

В описанном выше эксперименте объем, занимаемый твердой фазой, остается постоянным, т.е. $V_{ГК} = V_{ГК}(1 - m_{ГК}) = l s_1(1 - m_{ГК}) = \text{const}$. Отсюда следует, что $dV_{ГК}(1 - m_{ГК}) = V_{ГК}dm_{ГК} = 0$, т.е. $dV_{ГК}/V_{ГК} = dm_{ГК}/(1 - m_{ГК})$, тогда $a_{ГК} = -(1/(1 - m_{ГК}))dm_{ГК}/d\sigma_{эф}$.

Здесь $m_{ГК}$ - текущее значение коэффициента пористости глинистой корки, $dm_{ГК}$ - изменение пористости при изменении напряжения на $d\sigma_{эф}$. Была получена степенная зависимость

$$a_{ГК} = a_{ГК1} \sigma_{эф}^{-\nu} \quad (2.3)$$

Связь между пористостью глинистой корки и эффективным напряжением находится из соотношения

$$-dm_{ГК}/(1 - m_{ГК}) = a_{ГК1} \sigma_{эф}^{-\nu} d\sigma_{эф} \quad (2.4)$$

Зависимости (2.2) - (2.4) справедливы для любых промывочных жидкостей. Из соотношений (2.2), (2.3) следует, что при стремлении $\sigma_{эф}$ к нулю коэффициенты проницаемости и сжимаемости стремятся к бесконечности. Нулевые значения эффективных напряжений имеют место только на границе ГК - раствор. На этой границе физические свойства меняются скачком от их значений в промывочной жидкости до значений в корке (Ф. Энгельгардт). Скачкообразное изменение физических свойств на границе промывочная жидкость - глинистая корка указывает на изменение состояния дисперсной фазы. Состояние дисперсной фазы меняется от суспензионного (промывочная жидкость) до пористой среды (глинистая корка). Процесс роста толщины глинистой корки записывается уравнением Э.А. Шейдегера

$$dh_{ГК}/dt = bv_2, \quad (2.4, a)$$

где v_2 - скорость фильтрации через границу глинистая корка - раствор; b - удельный объем глинистой корки, характеризующий условия перехода твердой фазы из промывочной жидкости в глинистую корку. Для определения коэффициента b рассмотрим процесс роста глинистой корки. Пусть в глинистом растворе находится твердая фаза с объемной концентрацией $S_{ГК}$, тогда величина $m_s = 1 - S_{ГК}$ характеризует объемное содержание жидкой фазы в единице объема глинистого раствора. Обозначим через m_h значение пористости глинистой корки на ее поверхности, то есть при $x = h_{ГК}$. Пусть в момент времени t толщина корки равна $h_{ГК}$, а за промежуток времени dt ее толщина увеличится на $dh_{ГК}$, тогда в момент t в объеме $dh_{ГК} \cdot dy \cdot dz$ твердая фаза занимала объем $S_{ГК} \cdot dh_{ГК} \cdot dy \cdot dz$, а через промежуток времени dt объем ее стал $(1 - m_h) \cdot dh_{ГК} \cdot dy \cdot dz$, т.е. прирост твердой фазы составил $(1 - m_h - S_{ГК}) \cdot dh_{ГК} \cdot dy \cdot dz = (m_s -$

- m_h) · $dh_{ГК}$ · dy · dz . С другой стороны, за промежуток времени dt в этот объем вошло количество жидкости, равное $v_2 \cdot dy \cdot dz \cdot dt$. Эта жидкость принесла с собой объем твердых частиц $S_{ТВ} \cdot v_2 \cdot dy \cdot dz \cdot dt$, значит $(m_s - m_h) \cdot dh_{ГК} \cdot dy \cdot dz = S_{ТВ} \cdot v_2 \cdot dy \cdot dz \cdot dt$, откуда

$$dh_{ГК}/dt = S_{ТВ} v_2 / (m_s - m_h). \quad (2.5)$$

Сравнивая соотношение (2.4, а) с вышеприведенным, получаем выражение для коэффициента b

$$b = S_{ТВ} / (m_s - m_h) = (1 - m_s) / (m_s - m_h).$$

Пористость ГК на границе с промывочной жидкостью определяется плотностью раствора γ_p . Для глинистых растворов с γ_p от 1,1 до 1,42 г/см³ величина m_h линейно связана с удельным весом раствора и определяется из выражения $m_h = A - B\gamma_p$.

Объемное содержание жидкой фазы в единице объема раствора $m_s = (\gamma_{ТВ} - \gamma_p) / (\gamma_{ТВ} - \gamma_B)$, где $\gamma_{ТВ}$, γ_p , γ_B - соответственно плотность дисперсной фазы и воды, на которой приготовлен раствор. Величина $\gamma_{ТВ}$ меняется в широких пределах от 2 до 4 г/см³ в зависимости от исходной глины, добавок утяжелителя, а также от количества и плотности частиц выбуренной породы.

2.4. Физико-химический микромеханизм изменения свойств глинистой корки при уплотнении

Твердые частицы в корке находятся под воздействием внешних и внутренних сил, взаимодействуют с окружающей их гидратной оболочкой и между собой. К внешним энергетическим полям, воздействующим на частицы корки, относятся поля, возбуждаемые внешней нагрузкой (перепад давлений, гравитационные силы). Внутренние поля возбуждаются взаимодействием между частицами. К ним относятся: силы химической природы, молекулярные, ионно-электростатические, капиллярные и магнитные (Е.М. Сергеев, В.И. Осипов). Силы взаимодействия между частицами формируют связи между ними и их агрегатами. Прочность этих связей может изменяться в большом диапазоне в зависимости от того, какой тип связи доминирует. Прочность одной связи (единичного контакта) значительно отличается от прочности структуры в целом. Пример прочности связей в насыщенных глинистых грунтах дан в табл. 3 (С.С. Вялов).

По физико-химической классификации дисперсных тел, данной П.А. Ребиндером, структурные связи в осадках, образованных при фильтровании, могут быть отнесены к коагуляционным,

Прочность связей в насыщенных глинистых грунтах

| Вид связей | Прочность единичного контакта, 10 Н | Прочность структуры в целом, Па |
|---------------------------------|-------------------------------------|---------------------------------|
| Химические | до 10^2 | $(1-10) \cdot 10^7$ |
| Молекулярные ван-дер-ваальсовые | $10^{-4}-10^{-3}$ | до 10^4 |
| Ионно-электростатические | $(10^{-3}-4) \cdot 10^{-1}$ | до 10^6 |
| Капиллярные | 10^{-2} | до $4 \cdot 10^5$ |
| Электростатические | 10^{-5} | $(1-10) \cdot 10^3$ |
| Магнитные | 10^{-10} | $(1-10) \cdot 10^2$ |

конденсационно-кристаллизационным или смешанным - коагуляционно-кристаллизационным.

Коагуляционные структуры образуются из суспензий тонкодисперсных частиц и характеризуются слабыми по силе взаимодействия контактами между частицами. Прочность этих контактов определяется ван-дер-ваальсовыми молекулярными силами сцепления. Под действием уже небольших внешних нагрузок (давления фильтрации) коагуляционные структуры разрушаются и переходят в коагуляционно-кристаллизационные структуры, обладающие тиксотропными свойствами. Такие структуры характеризуются способностью к остаточным деформациям и ползучести.

Наиболее прочными фазовыми контактами между частицами обладают осадки, имеющие конденсационно-кристаллизационные структуры. Такие структуры имеют необратимый характер разрушения, ярко выраженную упругость, малую пластичность и повышенную хрупкость из-за жесткости контактов.

По классификации Е.М. Сергеева структуры, подобные структурам глинистых корок (илы, торфы), относятся к классу коагуляционных. Эти структуры обладают ячеистым и ламинарным микростроением. Закономерности деформации этих структур зависят от характера контактных взаимодействий и разделяются на структуры с ближними и дальними коагуляционными контактами.

Дальними коагуляционными контактами обладают суспензии на основе Na-монтмориллонита с высокой концентрацией глинистых частиц и при низких концентрациях электролита в дисперсионной среде. Однако, как показывают результаты экспериментов, с увеличением концентрации электролитов структура дальних коагуляционных контактов переходит в систему с ближними контактами. Критические значения концентрации электролита находятся в диапазоне 18-20 г/л (Л.И. Кульчицкий, О.Г. Ульяров).

Суспензии на основе глин каолинитового, гидрослюдистого и частично монтмориллонитового состава характеризуются ближней коагуляцией (по данным вышеуказанных авторов).

Как показано В.И. Осиповым, процессы уплотнения являются наиболее структурно-чувствительными. Отличительной чертой уплотнения осадков с ближней коагуляционной структурой является преобладание чисто фильтрационной стадии уплотнения; явления ползучести для таких структур носят подчиненный характер.

Характерной особенностью уплотнения глинистых грунтов с коагуляционными структурами является их высокая чувствительность (по сравнению с другими типами структур) к изменению как внешних факторов (давление, температура, цикличность нагружения), так и внутренних факторов, присущих исходной суспензии (концентрация электролитов, состав обменных катионов, рН среды, параметры двойного электрического слоя и т.д.).

В вышеописанных экспериментах по изучению связей свойств корки с эффективными напряжениями последние отождествлялись с внешней нагрузкой в условиях испытаний с двухсторонней фильтрацией. В то же время помимо внешней нагрузки на частицы дисперсной фазы действуют и локальные внутренние силы, формирующие внутренние напряжения между твердыми частицами. Эти напряжения оказывают существенное влияние на структуру корки и прочность структурных контактов (см. табл. 3). В статических условиях внешняя нагрузка уравнивается внутренними напряжениями в корке, имеющими различную природу.

При неизменном состоянии внутренних факторов зависимости (2.2) и (2.3) носят универсальный характер, при изменении внутренних факторов регистрируемое в опытах $\sigma_{эф}$ может существенно образом измениться в результате изменения внутренних напряжений (И.Н. Кочина, Н.Н. Михайлов).

Основным физико-химическим фактором, контролирующим уплотнение, является взаимодействие диффузных слоев глинистых частиц, противостоящее внешней нагрузке. В процессе уплотнения идет перестройка микростроения, направленная на повышение степени ориентированности структурных элементов в направлении фильтрации; при этом уменьшаются размеры пор, снижаются пористость и проницаемость среды. В процессе структурной перестройки происходит разрушение крупных внутриводных образований и постепенный поворот микроагрегатов частиц с ориентацией удлиненных осей микроагрегатов в направлении, перпендикулярном фильтрации. Это приводит к уплотнению структуры, повышению степени ориентации структурных элементов и формированию характерных микроструктур глинистой корки (см. рис. 8). В.И. Осиповым было показано, что пористость образующихся осадков, а следовательно, и их сжимаемость (2.4) изменяются в зависимости от состава обменных

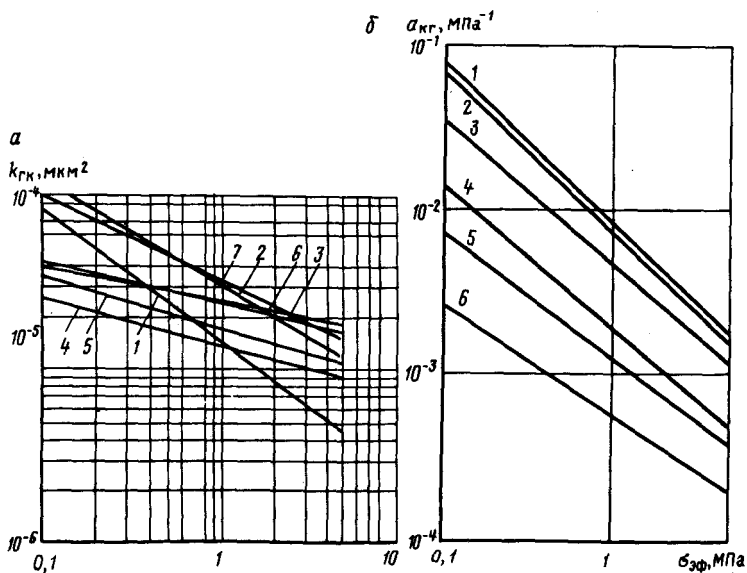


Рис. 10. Зависимости коэффициентов проницаемости $k_{гк}$ (а) и сжимаемости $a_{гк}$ (б) от эффективных напряжений $\sigma_{эф}$

катионов по следующему ряду: $H > Na > Ca > OH$ - для каолиновых осадков и $H > Ca > OH > Na$ - для монтмориллонитовых осадков.

В соответствии с вышеописанными представлениями проведем исследование влияния физико-химических и других внутренних факторов на уплотнение ГК.

Влияние свойств промывочной жидкости на уплотнение глинистой корки. Для анализа влияния свойств промывочной жидкости на характер уплотнения ГК рассмотрим типичные зависимости коэффициентов сжимаемости и проницаемости от эффективных напряжений. На рис. 10, а дана зависимость коэффициента проницаемости от эффективного напряжения для различных глинистых растворов. Кривая 1 построена для ГК, полученной из раствора, приготовленного из естественной глины. Кривые 2-7 характеризуют глинистые корки, полученные из суспензий дружковского глинопорошка плотностью $1,18 \text{ г/см}^3$ (исходная кривая 2), обработанного различными реагентами и добавками: 3 - исходный раствор + 0,5% карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ); 4 - исходный раствор, утяжеленный баритом до плотности $1,8 \text{ г/см}^3$; 5 - до $1,7 \text{ г/см}^3$; 6 - до $1,35 \text{ г/см}^3$; 7 - исходный раствор, обработанный 10% углещелочного реагента (УЩР). Из приведенных графиков следует, что добавки химических реагентов и барита к исходной суспензии существ-

венно влияют как на наклон кривой, т.е. на показатель степени m_1 , так и на значение $k_{гк1}$.

Наибольшие значения $k_{гк1}$ и m_1 имеют место для корки, полученной из естественной глинистой суспензии (кривые 1 и 2). Для корки, полученной из раствора, приготовленного на дружковском глинопорошке, получаем меньшие значения $k_{гк1}$ и m_1 . Добавления к исходному раствору УЩР (кривая 7) и КМЦ (кривая 3) последовательно уменьшают $k_{гк1}$ и m_1 . Добавки барита к исходному раствору еще более уменьшают эти величины. Из приведенных графиков следует, что существует четкая закономерность влияния обработки исходного раствора химическими реагентами и добавки утяжелителя на зависимость $k_{гк}(\sigma_{эф})$. Эта закономерность проявляется в изменении величин $k_{гк1}$ и m_1 .

На рис. 10, б дана зависимость $a_{гк}(\sigma_{гк})$ для различных глинистых растворов. Проведем анализ графиков зависимости $a_{гк}(\sigma_{гк})$, построенных для корок из различных суспензий. Кривая 1 характерна для исходного раствора, обработанного сульфид-спиртовой бардой и с добавлением едкого натра, кривая 3 - для корки из суспензии естественной глины. Кривые 4-6 получены экспериментально по непосредственным замерам изменения объема корки при изменении напряжений: 4 - для корки суспензии, дисперсная фаза которой представлена частицами талька; 5 - известняком; 6 - мономинеральным каолинитом. Из приведенных графиков видно, что характер дисперсной фазы оказывает влияние на абсолютную величину сжимаемости корок. Однако наклон кривых, т.е. величина ν , меняется менее значительно, чем для проницаемости m_1 , и варьирует в пределах 0,7-0,94. Из сопоставления кривых 1 и 2 видно, что химические добавки к исходной суспензии не влияют на величину ν (наклон кривых не меняется) и очень незначительно изменяет величину $a_{гк1}$ (т.е. величину a при $\sigma_{эф} = 0,1$ МПа). Из приведенного ранее анализа следует, что аналогичные добавки сильно сказываются на зависимости $k_{гк}(\sigma_{эф})$. Эти добавки влияют также на дисперсность самой суспензии (см. рис. 5, а).

Уплотнение глинистых корок при циклическом приложении нагрузки. Вышерассмотренные зависимости уплотнения глинистых корок, образовавшихся из различных промывочных жидкостей, получены при последовательном увеличении эффективных напряжений в режиме однонаправленного уплотнения (в статическом режиме приложения нагрузки). В бурящихся скважинах возможны гидродинамические режимы "нагрузка - разгрузка", а также циклические режимы приложения нагрузки, связанные с технологическими операциями в скважинах (спуско-подъемные операции, смена режимов циркуляции и т.д.). Соответственно определенный практический интерес представляют результаты исследования зависимостей свойств ГК от эффективных напряжений в циклическом режиме нагружения. Для изучения влияния циклически нагружения зависимости (2.2) и (2.3) исследовались

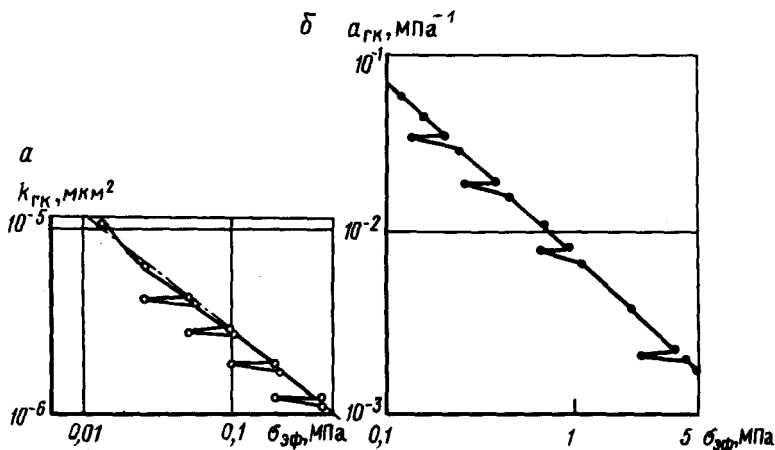


Рис. 11. Зависимости коэффициентов проницаемости $k_{ГК}$ (а) и сжимаемости $a_{ГК}$ (б) от эффективных напряжений, действующих на однородный слой глинистой корки при циклическом приложении нагрузки

при первоначальном уплотнении $\sigma_{эф} = 50$ КПа. В качестве исходного глинистого материала бралась поверхностная глина с медианным диаметром зерен около 20 мкм, минерализация дисперсионной среды около 50 г/л.

Результаты исследования даны на рис. 11.

Как видно из рис. 11, при увеличении эффективных напряжений на стадиях нагрузки зависимости $k_{ГК}(\sigma)$ и $a_{ГК}(\sigma)$ аналогичны полученным ранее. На этапе разгрузки наблюдается очень незначительное возрастание $k_{ГК}$ и $a_{ГК}$. При последующем увеличении $\sigma_{эф}$ до значений, соответствующих предварительному уплотнению, происходит незначительное уменьшение проницаемости и сжимаемости корки. На графиках видно, что как на стадии нагрузки, так и на стадии разгрузки зависимости (2.2) и (2.3) сохраняются, однако коэффициенты в этих зависимостях изменяются. В общем случае зависимости $k(\sigma)$ и $a(\sigma)$ характеризуются параметрами ν , m_1 при первичном уплотнении, ν' , m_1' - при разгрузке, ν'' , m_1'' - при вторичном уплотнении.

2.5. Исследование распределения эффективных напряжений в глинистой корке в процессе ее образования и уплотнения

Математическая формулировка задачи о распределении эффективных напряжений в ГК опирается на рассмотренные выше представления о механизме ее образования и уплотнения. Считается, что скважина заполнена буровым раствором, давление

которого превышает давление в пласте на величину p . За счет перепада давлений p происходит проникновение жидкой фазы раствора из скважины в пласт, а твердая фаза откладывается на стенке скважины в виде ГК. Так как толщина ГК $h_{гк}$ много меньше радиуса скважины ($h_{гк} \ll r_s$), то рассматривая единичную площадку корки, можно считать ее плоской, а фильтрацию через корку - прямолинейно-параллельной (см. рис. 4). Будем решать задачу о распределении напряжений в корке при следующих предположениях: 1) имеет место закон Дарси; 2) твердые частицы и жидкая фаза раствора предполагаются несжимаемыми; 3) скорость движения твердых частиц пропорциональна скорости фильтрации жидкой фазы; 4) коэффициенты проницаемости и сжимаемости определяются экспериментальными зависимостями (2.2) и (2.3); 5) фильтрация происходит в условиях отсутствия циркуляции в скважине; 6) гидродинамическим сопротивлением пласта можно пренебречь.

Вывод дифференциального уравнения для эффективных напряжений в ГК. Запишем закон Дарси и уравнение неразрывности при движении фильтрата через ГК при условии, что координата x выбрана так, как показано на рис. 4:

$$v_2 = (k_{гк}/\mu_2) \text{grad} p, \quad (2.6)$$

$$\partial_x v_2 = -a_{гк} \partial_t \sigma_{эф}. \quad (2.7)$$

При составлении уравнения (2.7) использованы соотношения (2.3) и (2.4).

Из равенства (2.1) следует, что $\partial_x \sigma_{эф} = -\partial_x p$, поэтому уравнение (2.6), записанное через напряжение, примет вид

$$v_2 = -(k_{гк}/\mu) \text{grad} \sigma_{эф}. \quad (2.8)$$

Из равенств (2.6) и (2.7) получим уравнение для напряжения

$$(1/\mu_2) \partial_x (k_{гк} \partial_x \sigma_{эф}) = a_{гк} \partial_t \sigma_{эф}. \quad (2.9)$$

С учетом соотношений (2.2) и (2.3) будем иметь уравнение

$$(k_{гк1}/\mu_2) \partial_x (\sigma_{эф}^{-m_1} \partial_x \sigma_{эф}) = a_{гк1} \sigma_{эф}^{-\nu} \partial_t \sigma_{эф}, \quad (2.10)$$

которое должно быть решено при условиях

$$\sigma_{эф} = 0 \text{ при } x = h_{гк}, \quad (2.11)$$

$$\sigma_{эф} = p \text{ при } x = 0, \quad (2.12)$$

$$\sigma_{эф} = 0 \text{ при } t = 0. \quad (2.13)$$

Кроме этих условий должно выполняться условие на поверхности корки $x = h_{гк}$, координата которой заранее известна и меняется с течением времени,

$$dh_{\text{ГК}}/dt = -b \frac{\partial \sigma_{\text{эф}}}{\partial x} k_{\text{ГК}} / \mu_2 = -(bk_{\text{ГК1}} / \mu_2) \sigma^{-m_1} \frac{\partial \sigma_{\text{эф}}}{\partial x} \quad (x = h_{\text{ГК}}). \quad (2.14)$$

Коэффициент b определяется соотношением (2.5). Таким образом, задача о нахождении напряжений в корке $\sigma_{\text{эф}}(x, t)$ сводится к решению нелинейного дифференциального уравнения в частных производных (2.10) при условиях (2.11)-(2.13), причем последнее из них выполняется на неизвестной заранее поверхности $x = h_{\text{ГК}}$, которая сама подлежит определению.

Автомодельность распределения эффективных напряжений в процессе роста и уплотнения глинистой корки. Из приведенной выше гидродинамической модели следует, что эффективные напряжения зависят от многих параметров:

$$\sigma_{\text{эф}} = f(k_{\text{ГК1}}, a_{\text{ГК1}}, m_1, \nu, x, t, \mu, \rho, m_s, m_h). \quad (2.15)$$

Получение индивидуальных зависимостей $\sigma_{\text{эф}}$ от всех параметров, входящих в (2.15), не может являться конструктивным с инженерной точки зрения, так как большое количество исходных данных не позволяет провести эффективный анализ влияния отдельных факторов и затрудняет применение полученных результатов на практике. Для построения обобщенных инженерных зависимостей были использованы анализ размерности и теория автомодельности (Г.И. Баренблатт).

Для решения краевой задачи (2.10)-(2.14) положим

$$\sigma_{\text{эф}} = pf^{1/(1-\nu)}(x, t). \quad (2.16)$$

При этом система сводится к следующей

$$\frac{\partial f}{\partial t} = \alpha_{\text{ГК}} \frac{\partial}{\partial x} f^{\gamma} + 1; \quad \gamma = (\nu - m_1)/(1 - \nu);$$

$$\alpha_{\text{ГК}} = k_{\text{ГК1}} \rho^{\nu - m_1} / \mu_2 a_{\text{ГК1}} (\gamma + 1); \quad (2.17)$$

$$f = 0 \quad (x = h_{\text{ГК}}); \quad f = 1 \quad (x = 0); \quad f = 0 \quad (t = 0); \quad (2.18)$$

$$dh_{\text{ГК}}/dt = -[bk_{\text{ГК1}} \rho^{\nu - m_1} / \mu_2 (1 - m_1)] \frac{\partial f^{\gamma} + 1}{\partial x} \quad (x = h_{\text{ГК}}). \quad (2.19)$$

Покажем, что решение краевой задачи, представленной уравнениями (2.17), (2.18) и (2.19), автомодельно. Для этого применим анализ размерностей. Так как функция $f(x, t)$ безразмерна, то из уравнения (2.17) следует, что размерность $[\alpha_{\text{ГК}}] = L^2 T^{-1}$, где L - размерность длины, а T - размерность времени. Функция f зависит от трех величин $(x, t, \alpha_{\text{ГК}})$, из которых можно составить единственную безразмерную комбинацию $\xi = x/(\alpha_{\text{ГК}} t)^{1/2}$. Таким образом, $f = f(\xi)$. Переходя к переменной ξ , сведем задачу к следующей:

$$d^2 f^{\gamma+1} / d\xi^2 + \xi df / 2d\xi = 0; \quad (2.20)$$

$$f(\xi_0) = 0, f(0) = 1; \xi_0 = h / (\alpha_{\text{ГК1}})^{1/2}; \quad (2.21)$$

$$\xi_0 = -(2ba_{\text{ГК1}}) p^{1-\nu} / (1-\varphi) (df^{\gamma+1} / d\xi)_{\xi=\xi_0}. \quad (2.22)$$

Проблема определения эффективных напряжений в ГК свелась к решению краевой задачи для нелинейного обыкновенного дифференциального уравнения (2.20) с условиями (2.21), (2.22). Решение этой задачи зависит от параметров b , $a_{\text{ГК1}}$, $k_{\text{ГК1}}$, ν , x и является автомодельным относительно ξ .

Исследование интегральных кривых обыкновенного дифференциального уравнения (2.20) и решение его. В работах Г.И. Баренблатта проведено исследование интегральных кривых уравнения

$$d^2 f^k / d\xi^2 + S / \xi df^k / d\xi + \beta \xi df / d\xi - \alpha f = 0. \quad (2.23)$$

Уравнение (2.20) получается из (2.23) при $S = 0$, $\beta = 1/2$, $\alpha = 0$, $k = \gamma + 1$. Показано, что интегральные кривые делятся на два класса (рис. 12). Кривые первого класса ведут себя на бесконечности как $f = 0 \cdot \xi^{\alpha/\beta}$, причем ни одна из них ни в какой точке не касается и не пересекает оси абсцисс. Для нашего случая ($\alpha = 0$) $f \rightarrow D$ при $\xi \rightarrow \infty$.

Кривые второго класса пересекают ось абсцисс, причем для этих кривых при малых значениях f имеет место соотношение

$$df^k / d\xi = kf^{k-1} df / d\xi \rightarrow kc\xi^{(k+1)/(k-1)} \text{ при } f \rightarrow 0, \quad (2.24)$$

где ξ_0 - абсцисса точки, для которой $f = 0$.

Последнее условие означает, что кривые второго класса подходят к оси абсцисс под прямым углом, потому что при $f = 0$ произведение $f^{k-1} df / d\xi$ стремится к конечному пределу, отличному от нуля, что возможно только при $df / d\xi \rightarrow \infty$.

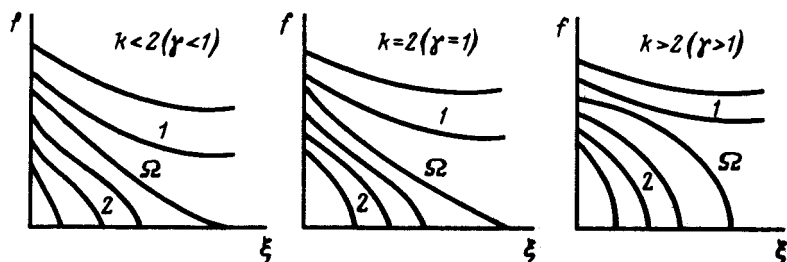


Рис. 12. Интегральные кривые дифференциального уравнения (2.23)

Кривая Ω , отделяющая кривые первого класса от кривых второго класса, при малых значениях f удовлетворяет уравнению

$$f^{k-2} df/d\xi = -\beta/k\xi = 0(f), \quad (2.25)$$

т.е. для разных k подходит к оси абсцисс под разными углами: при $k < 2$ касается ее, при $k = 2$ составляет с ней угол θ (такой, что $\operatorname{tg} \theta = -\beta\xi_0$), при $k > 2$ - прямой угол. Все интегральные кривые показаны на рис. 12 для $S = 0$, $\alpha = 0$.

В силу условий (2.21) и (2.22) ни одна из кривых первого класса не может быть искомым решением. Покажем, что решением уравнения (2.20) при условиях (2.21, 2.22) должна быть одна из кривых второго класса, т.е. найдется кривая, удовлетворяющая условию (2.21).

Перепишем его в виде

$$-f^{k-1} df/d\xi = +\xi/2bUk \text{ при } f \rightarrow 0. \quad (2.26)$$

Для отделяющей кривой Ω это равенство не выполняется, так как справа - конечная величина, а слева - ноль, что следует из сравнения (2.26) с (2.25), значит $f^{k-1} df/d\xi + \xi_0/2bUk > 0$.

Для кривой второго класса, для которой ξ_0 очень близка к нулю, произведение $f^{k-1} df/d\xi$ остается конечным и имеем $+f^{k-1} df/d\xi + \xi_0/2bUk < 0$.

Но так как сумма $f^{k-1} df/d\xi + \xi_0/2bUk$ непрерывна, то между рассмотренными кривыми найдется такая кривая, для которой выполняется соотношение (2.20), что и требовалось показать.

Для нахождения решения введем новую функцию

$$U_1 = f(\xi)^{\gamma+1}, \quad (2.27)$$

тогда

$$\frac{dU_1}{d\xi} = \frac{df^{\gamma+1}}{d\xi} = (\gamma+1)f^\gamma \frac{df}{d\xi} \quad (2.28)$$

будет конечной величиной в точке $\xi = \xi_0$, а система (2.20) - (2.22) примет вид

$$\frac{d^2 U_1}{d\xi^2} + \frac{\xi}{2(\gamma+1)} U_1^{-\frac{\gamma}{\gamma+1}} \frac{dU_1}{d\xi} = 0, \quad (2.29)$$

$$U_1(\xi_0) = 0, \quad (2.30)$$

$$U_1(0) = 1, \quad (2.31)$$

$$U_1(\infty) = 0, \quad (2.32)$$

$$\left(\frac{dU_1}{d\xi}\right)_{\xi=\xi_0} = -\frac{\xi_0}{2bU}. \quad (2.33)$$

Для ее численного решения на ЭВМ обозначим $dU_1/d\xi = y$, тогда уравнение (2.29) можно записать в виде системы двух уравнений первого порядка

$$dU_1/d\xi = y, \quad (2.34)$$

$$\frac{dy}{d\xi} = -\frac{\xi}{2(\gamma + 1)} U^{\frac{-\gamma}{\gamma + 1}} y, \quad (2.35)$$

а условие (2.33) примет вид

$$2bUy + \xi_0 = 0 \text{ при } \xi = \xi_0. \quad (2.36)$$

Для решения краевой задачи сведем ее к задаче Коши, зная, что $U_1(0) = 1$ и задавая в точке $\xi = 0$ значение производной $dU_1/d\xi = y(0)$. Задавая маленькое отрицательное значение $y(0) = -\alpha_1$, решаем численно систему уравнений (2.34) и (2.35). Решение дает значение ξ_{01} , для которого $U(\xi_{01}) = 0$ и значение $y(\xi_{01})$. Условие (2.36) при этом не выполняется:

$$2bUy(\xi_{01}) + \xi_{01} > 0.$$

Задаем большее отрицательное значение $y(0) = -\alpha_2$, по которому находим новые значения ξ_{02} и $y(\xi_{02})$, причем оказывается, что

$$2bUy(\xi_{02}) + \xi_{02} > 0.$$

В дальнейшем искомое значение ξ_0 и соответствующее значение $y(\xi_0)$ вычисляются половинным делением, т.е. берется $\alpha_3 = (\alpha_1 + \alpha_2)/2$ и т.д. Вычисления прекращаются, когда соблюдается условие

$$2bUy(\xi_0) + \xi_0 < \Delta,$$

где Δ - точность вычислений.

Отметим, что при $\gamma = 0$ задача становится хорошо известной задачей Стефана, решение которой имеет вид

$$U_1 f(\xi) = 1 - \operatorname{erf} \frac{\xi}{2} / \operatorname{erf} \frac{\xi_0}{2}, \quad (2.37)$$

где ξ - корень уравнения

$$\frac{\xi_0}{2} \exp \frac{\xi_0^2}{4} \operatorname{erf} \frac{\xi_0}{2} = \frac{a_{\text{гк.л}} p^1 - \nu}{\sqrt{\pi} (1 - \nu)}. \quad (2.38)$$

Для проверки правильности составленной программы был просчитан пример для случая $\gamma = 0$ по предложенной методике и

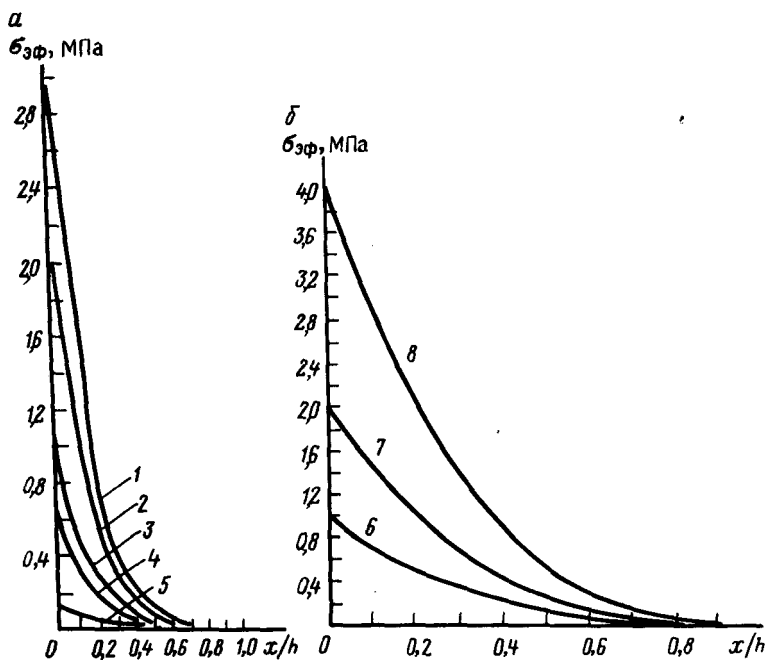


Рис. 13. Распределение эффективных напряжений по толщине корки, образовавшейся из необработанного (а) и обработанного 10%-ным УЩР (б) глинистых растворов при значениях действующего перепада давлений на корки: 1 - 3; 2, 7 - 2; 3, 6 - 1; 4 - 0,6; 5 - 0,1; 8 - 4 МПа

по уравнениям (2.37) и (2.38). Результаты расчетов полностью совпали.

Распределения эффективных напряжений в глинистой корке. Эффективное напряжение в ГК выражается через функцию $f(\xi)$:

$$\sigma_{эф} = pf(\xi)^{1/(1-\nu)} \quad (2.39)$$

Влияние перепада давлений на распределение эффективного напряжения по толщине корки иллюстрирует рис. 13, а, где даны графики зависимости эффективного напряжения $\sigma_{эф}$ от безразмерной толщины $x/h_{гк}$, построенные с использованием формулы (2.39).

Из графиков следует, что с увеличением перепада давления точка резкого уменьшения зависимости $\sigma_{эф}(x/h)$ удаляется от пласта к границе корки. Характер этой зависимости не меняется. На рис. 13, б приводятся аналогичные кривые для обработанного раствора. Они более пологие, однако влияние пе-

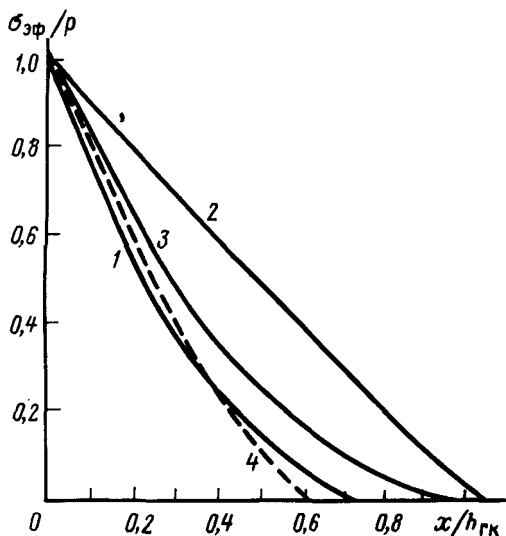


Рис. 14. Распределение эффективных напряжений по толщине глинистой корки:

1 - необработанный глинистый раствор; 2 - раствор, обработанный КМЦ, 3 - раствор, обработанный УЩР; 4 - экспериментальная кривая Грейсса для корки, образовавшейся из суспензии CaCO_3

репада давлений сказывается так же как в предыдущем случае (см. рис. 13, а). На рис. 14 дана зависимость $\sigma_{эф}/\rho = f(x/h_{ГК})$. Проведенный анализ показал, что зависимость эффективного напряжения, нормированного на перепад давлений на ГК, от безразмерной толщины ($x/h_{ГК}$) является универсальной и не зависит от перепада давлений.

На этом рисунке даны распределения эффективного напряжения $\sigma_{эф}$ по толщине ГК типовых глинистых растворов. Кривая 1 соответствует случаю необработанного глинистого раствора, 2 - раствору, обработанному 20% УЩР. Видно, что распределение $\sigma_{эф}$ по толщине корки сильно зависит от свойств раствора. Для необработанного глинистого раствора кривая круто падает на отрезке от 0 до $0,5x/h_{ГК}$, а для раствора с добавками (КМЦ) зависимость почти линейна. Для сравнения теоретических значений $\sigma_{эф}$ использовались результаты экспериментов по прямому определению эффективных напряжений в корке, образовавшейся из суспензии CaCO_3 . Сравнивались значения величины $\sigma_{эф}/\rho$. Зависимость $\sigma_{эф}/\rho = f(x/h_{ГК})$, построенная по экспериментальным данным Грейсса, показана на рис. 14 (кривая 4). Видно, что расчетная и экспериментальная зависимости хорошо согласуются друг с другом.

2.6. Гидродинамическое взаимодействие глинистой корки с пластом

В буровой скважине процессы роста и уплотнения ГК происходят в ситуации, когда фильтром для дисперсной фазы яв-

ляются породы-коллекторы в их естественном залегании. Вопрос о влиянии свойств пласта-коллектора на характеристики ГК в настоящее время не является окончательно решенным. Так, по данным Л.И. Орлова и др. (1976) свойства пласта-коллектора не оказывают заметного влияния на толщину глинистой корки. В то же время эксперименты И.И. Башлыкина указывают на существенное влияние проницаемости пластов-коллекторов на толщину корки.

Лабораторные эксперименты В.А. Жужикова по фильтрованию также показывают, что проницаемость фильтра влияет на скорость образования корки и водоотдачу раствора. Для анализа влияния свойств пласта рассмотрим распределение эффективных напряжений в системе ГК - пласт. Как и ранее, фильтрацию будем считать плоскопараллельной. Рассмотрим образец пласта-коллектора бесконечной длины с площадью поперечного сечения, равной единице. Боковая поверхность образца непроницаема. Пористая среда сжимаема и полностью насыщена водой. Свойства воды и фильтрата одинаковы. В начальный момент времени t внутрипоровое давление в жидкости равно давлению на контуре p_k и везде одинаково, поскольку жидкость неподвижна. Начиная с момента $t = 0$ к образцу подводится глинистый раствор, давление в котором $p_c > p_k$, причем

$$p_c - p_k = p = \text{const.}$$

Под действием перепада давления p жидкая фаза раствора фильтруется в пласт, а на стенке его осаждаются частицы твердой фазы, образуя ГК, которая растет с течением времени. Под эффективным напряжением понимается превышение приложенной нагрузки, приходящейся на единицу площади, над равновесной нагрузкой в данном сечении x . В нашем случае

$$\sigma_{\text{эф}}(x) = p - [p(x) - p_k], \quad (2.40)$$

где $p(x)$ - давление в жидкости. Рассматривая фильтрацию через корку, направим ось x против движения жидкости и будем считать, что $x = 0$ на границе корки с пластом (см. рис. 4). Будем считать также, что зона кольматации не образуется. Распределение $\sigma_{\text{эф}}$ в ГК при росте и уплотнении ГК описывается системой (2.10) - (2.14). На границе корки с пластом ($x = 0$) должны соблюдаться условия равенства напряжений и скоростей фильтрации в корке и пласте. Чтобы записать эти условия, рассмотрим фильтрацию жидкой фазы раствора через пласт, считая как обычно, что коэффициенты проницаемости (k_0) и сжимаемости (β^*) неизменны. Коэффициент пьезопроводности пласта обозначим $\alpha_{\text{пл}} = k_0 / (\mu \beta^*)$. Направим координату x' по движению жидкости ($x' = -x$). Тогда, так как движение прямолинейно-параллельное, эффективное напряжение в пласте $\sigma_{\text{эф}}$ в силу равенства (2.40) удовлетворяет уравнению

$$\frac{\partial \sigma_{\text{эф}}}{\partial t} = \alpha_{\text{пл}} \frac{\partial x'}{\partial x} \sigma_{\text{эф}} \quad (2.41)$$

с условием

$$\sigma_{\text{эф}} = p \text{ при } x' = \infty, \quad (2.42)$$

вытекающим из условия $p = p_k$.

Покажем, что задача определения эффективных напряжений в системе корка - пласт, как и в случае отсутствия пласта, сводится к автомодельной. Обозначим

$$f(x, t) = (\sigma_{\text{эф}}/p)^{1-\nu}, \quad (2.43)$$

тогда уравнение (2.10) приводится к виду

$$\partial f = \alpha'_{\text{ГК}} p^{\nu} - m_1 \partial_{xx} f^{\gamma+1}, \quad (2.44)$$

где

$$\alpha'_{\text{ГК}} = k_{\text{ГК}1}/\mu_2 a_{\text{ГК}1} (\gamma + 1); \quad \gamma = (\nu - m_1)/(1 - \nu). \quad (2.45)$$

Безразмерная функция f зависит от четырех аргументов (x , t , $\alpha'_{\text{ГК}}$, $p^{\nu-m_1}$), из которых можно составить единственную безразмерную комбинацию

$$\xi = x / (\alpha'_{\text{ГК}} p^{\nu-m_1} t)^{1/2}. \quad (2.46)$$

Таким образом,

$$f = f(\xi) \quad (2.47)$$

и уравнение в частных производных (2.10) свелось к обыкновенному дифференциальному уравнению

$$d^2 f^{\gamma+1} / d\xi^2 + (\xi/2) df / d\xi = 0. \quad (2.48)$$

Рассмотрим граничные условия (2.11) и (2.14). Пусть граница корки $x = h_{\text{ГК}}$ отвечает значению безразмерной переменной $\xi = \xi_0$ (которая сама подлежит определению), тогда

$$\xi_0 = h_{\text{ГК}} / (\alpha'_{\text{ГК}} p^{\nu-m_1} t)^{1/2}, \quad (2.49)$$

$$dh_{\text{ГК}} / dt = \xi_0 (\alpha'_{\text{ГК}} p^{\nu-m_1} / t)^{1/2} / 2, \quad (2.50)$$

и условия (2.11) и (2.14) принимают вид

$$f(\xi_0) = 0, \quad (2.51)$$

$$\xi_0 = -[2ba_{\text{ГК}1} p^{1-\nu} / (1-\nu)] (df^{\gamma+1} / d\xi) (\xi = \xi_0). \quad (2.52)$$

Обратимся теперь к уравнению (2.41). Обозначив

$$\sigma_{\text{эф.пл}} = p f_2(\xi'), \quad (2.53)$$

где

$$\xi = x' / (\alpha'_{гк} \rho^{\nu - m_1 t})^{1/2}, \quad (2.54)$$

сведем уравнение (2.41) к обыкновенному линейному уравнению

$$d^2 f_2 / d\xi'^2 + (\rho^{\nu} - m_1 \alpha'_{гк} / 2\alpha'_{пл}) \xi' df_2 / d\xi' = 0, \quad (2.55)$$

при этом условии (2.42) перейдет в условие

$$f_2(\xi') = 1 \text{ при } \xi' = \infty. \quad (2.55, a)$$

Решение уравнения (2.55) при условии (2.55, a) хорошо известно и дается выражением

$$f_2(\xi') = 1 - c' \{1 - \operatorname{erf}[(\alpha'_{гк} \rho^{\nu} - m_1 \xi') / 2\alpha'_{пл}]^{1/2}\}, \quad (2.56)$$

где $\operatorname{erf} z = (2/\pi) \int_0^z e^{-u^2} du$; c' - константа, подлежащая определению. На границе корки с пластом должны быть выполнены условия равенства напряжений, т.е.

условия равенства напряжений, т.е.

$$f(0) = f_2(0)^{1/(1 - \nu)} \text{ или } f(0)^{1/(1 - \nu)} = 1 - c', \quad (2.57)$$

и равенства скоростей фильтрации

$$-(k_{гк1} / \mu_2) \sigma_{эф1}^{-m_1} \partial \sigma_{эф гк} / \partial x = (k_0 / \mu_2) \partial \sigma_{эф пл} / \partial x \text{ при } x = x' = 0. \quad (2.58)$$

Последнее условие с помощью соотношений (2.42), (2.43), (2.56) и (2.57) приводится к виду

$$-(df^{\gamma+1} / d\xi) |_{\xi=0} = (k_0 / k_{гк1}) (\alpha'_{гк} / \alpha'_{пл})^{1/2} (c/\pi) (1 - \nu) \rho^{(\nu + m_1)/2}. \quad (2.59)$$

Таким образом, задача определения напряжений в системе корка - пласт свелась к автомодельной задаче решения обыкновенного нелинейного уравнения (2.48) для функции (2.43) при условиях (2.51), (2.52) на поверхности корки и условиях (2.58), (2.59) на границах ее с образцом.

Для получения решения введем новую функцию

$$u = [f(\xi)]^{\gamma+1}, \quad (2.60)$$

тогда уравнение (2.48) и условия на поверхности корки (2.58) и (2.59) запишутся в виде

$$d^2 u / d\xi^2 + (\xi/2) du / d\xi = 0, \quad (2.61)$$

где

$$\omega = 1/(\gamma - 1); u(\xi_0) = 0; \quad (2.62)$$

$$\xi_0 = -\beta(du/d\xi) (\xi = \xi_0); \beta = 2ba_{\text{гк1}}p^{1-\nu}/(1-\nu); \quad (2.63)$$

$$u(0) = f_2(0)^{(\gamma+1)(1-\nu)} = f_2(0)^{1-m_1}; \quad (2.64)$$

$$f_2(0) = 1 - c'; \quad (2.65)$$

$$-(du/d\xi)_{\xi=0} = (k_0/k_{\text{гк2}})(\alpha'_{\text{гк}}/\alpha_{\text{пл}})^{1/2}(c'/\pi^{1/2}) \times \\ \times (1-\nu)p^{(\nu+m_1)/2}. \quad (2.66)$$

Константа c' может принимать значения от 0 до 1. Положим $c' = 0$, тогда из (2.57) определяется $f_2(0)$ и из (2.60) - $u(0)$. Задавая значение производной $du/d\xi = f(0)$ в этой точке, решаем задачу Коши. Значение производной варьируем до тех пор, пока не выполнится граничное условие (2.49). В результате решения получим значения функции $u(\xi)$ и ее производной $du/d\xi$ для $0 < \xi < \xi_0$. Далее, используя равенство (2.59), найдем невязку

$$\Delta = (k_0/k_{\text{гк1}})(\alpha'_{\text{гк}}/\alpha_{\text{пл}})^{1/2}(c'/\pi^{1/2})(1-\nu)p^{\nu+m_1/2} + \\ + (du/d\xi)_{\xi=0}.$$

Если $\Delta > \epsilon$, где ϵ точность вычислений, то константе c' приписывается значение $c' = c' + \delta$, где δ - малая величина, и все решение повторяется, пока не будет выполнено условие $\Delta \leq \epsilon$. В линейном случае ($\gamma = 0, \nu = m_1$) координата ξ_0 находится из уравнения

$$\{[\pi^{1/2}(1-\nu)/a_{\text{гк1}}b]^{1/(1-\nu)} \operatorname{erf}(\xi_0/2) + (\pi^{1/2}/b) \times \\ \times (k_{\text{гк1}}/k_0\beta^*a_{\text{гк1}})^{1/2}\} p^{-1}(\xi_0/2) \exp(\xi_0^2/4) = 1.$$

Функции, определяющие напряжение:

$$f(\xi) = A - B \operatorname{erf}(\xi/2), \quad (2.67)$$

$$f_2(\xi') = -c' \{1 - \operatorname{erf}[(\alpha_{\text{гк}}\xi'/\alpha_{\text{пл}}2)^{1/2}]\}, \quad (2.68)$$

где

$$B = \pi^{1/2}(1-\nu)\xi_0 e^{\xi_0^2/4}/2a_{\text{гк1}}bp^{(1-\nu)}; A = B \operatorname{erf}(\xi_0/2);$$

$$c' = 1 - A^{1/(1-\nu)}.$$

Эффективные напряжения в системе глинистая корка - пласт описываются соотношениями

$$\sigma_{\text{эф. гк}} = pf(\xi)^{1/(1-\nu)} - \text{для корки,} \quad (2.69)$$

$$\sigma_{\text{эф. пл}} = pf_2(\xi') - \text{для пласта.} \quad (2.70)$$

Из полученного автомодельного решения следует, что влияние свойств пласта проявляется через коэффициенты проницаемости k_0 и пьезопроводности $\alpha_{\text{пл}}$. При этом общий перепад давлений p перераспределяется в системе ГК - пласт в зависимости от пьезопереводности корки $\alpha'_{\text{гк}}$ и от величины приложенного перепада. На рис. 15 приведены зависимости доли общего перепада, приходящегося на ГК ($p_{\text{гк}}/p$), от общего перепада p . Падение давления (возрастание напряжения) в глинистой корке определяется соотношением $p_c - p(0) = \sigma_{\text{эф. гк}}(0) = p_{\text{гк}}/p$. Зависимости даны для необработанного (1) и обработанного химическим реагентом КМЦ (2) растворов. Из графиков рис. 15 видно, что с ростом общего перепада давлений в системе ГК - пласт доля перепада, приходящаяся на корку, возрастает от практически нулевых значений для $p < 0,5$ МПа до 1 при $p \rightarrow \infty$. При этом наиболее резкие изменения напряжений имеют место для значений p от 0,5 до 5 МПа, а при дальнейшем увеличении p кривая выполаживается. В области $p < 5$ МПа раствор необработанный образует более рыхлую корку по сравнению с раствором отработанным. В области $p > 5$ МПа явление обратное, на корке из раствора отработанного падение давления меньше, чем на корке из раствора необработанного. Влияние проницаемости пласта на перераспределение эффективных напряжений иллюстрируют графики зависимости падения давления в глинистой корке $p_{\text{гк}}/p$ от проницаемости пласта k_0 для растворов (1) и (2) при $p = 2$ МПа (см. рис. 15). Из приведенных графиков следует, что с ростом проницаемости пласта возрастает падение давления на корке. Влияние проницаемости пласта наблюдается до значений $k_0 = 2$ мкм². Дальнейшее увеличение проницаемости пласта практически не сказывается на

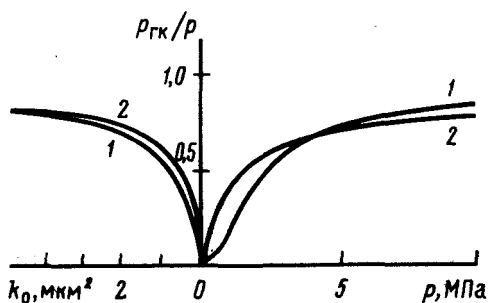


Рис. 15. Зависимость доли перепада давлений, приходящейся на глинистую корку, $p_{\text{гк}}/p$ от проницаемости пласта (k_0) и общего перепада давлений p для необработанного (1) и обработанного КМЦ (2) глинистых растворов

перераспределении общего перепада давлений. Из приведенных данных следует, что образование ГК при наличии пласта отличается от лабораторного эксперимента с фильтром тем, что в случае пласта происходит перераспределение общего перепада давлений, а в случае лабораторных испытаний действующий на корку перепад давлений является строго фиксированным. Перераспределение действующего перепада давлений в системе корка - пласт может привести к различной степени уплотненности ГК. Различная степень уплотнения приведет, в свою очередь, к изменению физических свойств ГК (см. подразд. 6).

Уплотнение глинистой корки при циркуляции промывочной жидкости. В условиях буровых скважин изменение физических свойств ГК происходит в течение всего периода бурения и проведения технологических операций, связанных со спусками и подъемами буровых труб, опробованиями пластов, подготовки скважины к цементации и т.д. В процессе собственно бурения наиболее распространенным технологическим режимом является режим постоянной циркуляции промывочной жидкости. Циркуляция приводит к размыву (эрозии) верхних, наименее уплотненных слоев ГК. Согласно экспериментальным исследованиям (Ю.П. Номикосов, Р. Гофрани и др.) с увеличением скорости циркуляции толщина ранее сформировавшейся ГК уменьшается. При этом после некоторого кратковременного (несколько минут) промежутка времени T толщина глинистой корки стабилизируется. Стабилизация толщины глинистой корки определяется динамическим равновесием: количество глинистых частиц, переходящих в ГК, равно количеству частиц, уносимых раствором. Из рассмотренного механизма взаимодействия ГК с пластом следует, что независимо от наличия или отсутствия циркуляции распределение эффективных напряжений определяется общим перепадом давления p и параметрами $\kappa_{ГК}$ и $\kappa_{пл}$ [(2.67) и (2.69)]. На границе глинистой корки с раствором, как и в случае отсутствия циркуляции, $\sigma_{эф \text{ ГК}} = 0$. На границе ГК - пласт $\sigma_{эф \text{ ГК}} = pf_2(0)$. Таким образом, на границе глинистая корка - пласт и на границе ГК - циркулирующая промывочная жидкость выполняются те же граничные условия, что и в случае отсутствия циркуляции. После стабилизации динамической толщины корки в ней устанавливается стационарное распределение эффективных напряжений, т.е. $\sigma_{эф}(x, t) = \sigma_{эф}(x)$. В соответствии с соотношением (2.17) $f(x, t) \equiv f(x)$ и стационарное уравнение для $f(x)$ запишется в виде

$$d^2 f^{\gamma+1} / dx^2 = 0. \quad (2.71)$$

Решение этого уравнения дает $f^{\gamma+1} = A_1 + A_2 x$. Постоянные - A_1 и A_2 . Когда сопротивлением пласта можно пренебречь, $f(0) = 1$, $f(h_{ГК}) = 0$ и распределение эффективных напряжений выражается через фиксированную толщину глинистой корки $h_{ГК}$ в виде

$$\sigma_{\text{эф}} = p(1 - x/h_{\text{ГК}})^{1/(1 - m_1)} \quad (2.72)$$

В то же время формирование границы ГК - буровой раствор при наличии и отсутствии циркуляции существенно различно. Как указывалось выше, циркулирующий в скважине раствор размывает верхние, наименее уплотненные слои ГК. Эрозия происходит до тех пор, пока сила сцепления частиц ГК, определяемая степенью уплотнения, не окажется больше, чем напряжение сдвига частиц за счет циркуляции. Таким образом, физические свойства на границе глинистой корки характеризуются первоначальным уплотнением корки и динамическим напряжением сдвига.

2.7. Влияние физико-химической обработки на взаимодействие глинистой корки с пластом

Настоящий раздел посвящен дальнейшему комплексному изучению состояния прискважинной зоны. Предыдущие исследования ограничивались изучением влияния фильтрационно-емкостной неоднородности пласта, структуры порового пространства на формирование околоскважинной зоны. Большое внимание было уделено массообменным процессам между фильтрующейся жидкостью и слагающими пласт породами. Возникновение глинистой корки на стадии бурения учитывалось лишь косвенно. Предполагалось, что начиная с некоторого момента времени расход поступающей в пласт жидкости резко уменьшается, при этом задавалась функциональная зависимость расхода от времени. Скорость фильтрации была связана определенным соотношением с расходом на стенке скважины и не определялась как решение уравнения движения. Поэтому дальнейшие научные исследования непосредственно направлены на изучение напряженного состояния прискважинной части пласта и глинистой корки. Такие работы уже проводились, однако в существующих математических моделях не учитывались физические свойства промывочной жидкости.

В процессе бурения фильтрат бурового раствора проникает в пласт, изменяя при этом минерализацию пластовой воды, что в свою очередь приводит к существенным изменениям проницаемости пласта и глинистой корки. Экспериментальные данные говорят и о том, что сжимаемость корки также зависит от физических свойств промывочной жидкости. Аналогичные явления наблюдаются и при физико-химической обработке пласта. Таким образом, математическая модель помимо уравнений, определяющих эффективные напряжения в корке и пласте, должна включать уравнения, описывающие изменение химического состава (минерализации) пластовой воды в процессе закачки и функциональные зависимости проницаемостей пласта и корки, сжимаемости корки от минерализации бурового раствора и пластовой воды. Согласно сказанному, система уравнений будет иметь вид

$$\left\{ \begin{array}{l} a_{гк} \nabla_t \sigma_{гк} = \nabla_r \left(\frac{k_{гк}}{\mu} \nabla_r \sigma_{гк} \right), \\ \rho k_{п} \nabla_t C + \rho \frac{k_{пр}}{\mu} \nabla_r \sigma_{пл} \nabla_r C = \nabla_r (\rho D \nabla_r C), \\ \nabla_t (k_{п} \rho) + \nabla_r \left(\rho \frac{k_{пр}}{\mu} \nabla_r \sigma_{пл} \right) = 0, \\ \nabla_t h_{гк} = -\xi \frac{k_{гк}}{\mu} \nabla_r \sigma_{гк} \quad (r = h_{гк}), \end{array} \right. \quad (2.73)$$

где $\sigma_{пл}$, $\sigma_{гк}$ - эффективные напряжения в пласте и корке соответственно; C - минерализация пластовой воды; $k_{пр}$, $k_{гк}$, $k_{п}$ - проницаемость пласта и корки, пористость пласта соответственно; μ , ρ - вязкость и плотность насыщающего флюида; $a_{гк}$, $h_{гк}$ - сжимаемость и толщина корки; ξ - коэффициент, характеризующий скорость роста корки; D - коэффициент диффузии, состоящий из молекулярной составляющей и конвективной составляющей, зависящей от скорости фильтрации и макронеоднородности среды. Параметры μ и ρ зависят от минерализации C , такие параметры как $k_{пр}$, $k_{гк}$ и $a_{гк}$ зависят не только от минерализации, но и от эффективных напряжений. Экспериментальные зависимости этих функций могут быть аппроксимированы выражениями

$$\left\{ \begin{array}{l} a_{гк} = a_{гк1}(C) \bar{\sigma}_{гк}^{-n(C)}, \quad k_{гк} = k_{гк1}(C) \bar{\sigma}_{гк}^{-m(C)}, \\ k_{пр} = k_{пр1}(C) e^{-n(C)(\sigma - \sigma_0)}. \end{array} \right. \quad (2.74)$$

Функциональные зависимости коэффициентов проницаемости и сжимаемости от минерализации получены на основании экспериментальных данных. Анализ зависимостей $a_{гк}$, построенных для разных суспензий, показывает, что коэффициент n практически не зависит от минерализации и является константой, в то время как зависимость $a_{гк1}(C)$ описывается логарифмической функцией. Для проницаемостей ситуация значительно сложнее. Здесь зависят от физических свойств промывочной жидкости как параметры $k_{пр1}$, $k_{гк1}$, так и m и n . В первом приближении параметры m и n могут быть описаны линейной функцией, а параметры $k_{пр1}$ и $k_{гк1}$ - логарифмической или степенной. По имеющимся литературным данным, проницаемость пласта как функция минерализации вполне удовлетворительно может быть аппроксимирована выражением

$$k_{пр1} = C_1 \left\{ k_{п} \left[1 - \frac{k_{гд}}{k_{п}} \left(k_{пгд} + \frac{C_2}{\sqrt{C}} \right) \right]^5 \right\},$$

где $k_{гд}$ и $k_{пгд}$ - глинистость и пористость глинистого цемента.

Математическая модель не может считаться полностью за-

конченной, пока не сформулированы начальные и граничные условия, характеризующие технологический режим, начальное состояние изучаемого объекта. Предположим, что в начальный момент времени среда не возмущена, эффективное напряжение в пласте по абсолютной величине равно пластовому давлению, минерализация равна минерализации пластовой воды (C_0), глинистая корка отсутствует. В некоторый момент времени ($t = 0$) начинается фильтрация бурового раствора, на стенке скважины создается избыточное давление (p), минерализация соответствует минерализации бурового раствора (C^*). В процессе бурения возникает глинистая корка, и соотношения, адекватно описывающие процесс в начальный момент времени, становятся непригодными, поэтому условия на стенке скважины с течением времени заменяются условиями непрерывности поля скоростей и эффективных напряжений. С учетом вышеизложенного начальные и граничные условия имеют вид

$$\left\{ \begin{array}{l} \left\{ \begin{array}{l} h_{гк} = 0, \sigma_{гк} = 0, C = C_0, \\ \sigma_{пл}(r > r_c) = -p_k, \sigma_{пл}(r = r_c) = p \text{ при } t = 0, \end{array} \right. \\ \sigma_{пл} = \sigma_{гк}, C = C^*, k_{пр} \nabla_r \sigma_{пл} = k_{гк} \nabla_r \sigma_{гк} \quad (r = r_c, t > 0), \\ \sigma_{пл} = -p_k \quad (r = r_k), \\ \sigma_{гк} = 0 \quad (r = h_{гк}). \end{array} \right. \quad (2.75)$$

Система уравнений, описывающая состояние скелета породы, пластовой воды в прискважинной части пласта и глинистой корки существенно нелинейна. Математическая модель содержит не только взаимосвязанные уравнения параболического типа с переменными коэффициентами, но и уравнение для определения подвижной границы глинистой корки. Если численная аппроксимация такой системы уравнений у нас уже не вызывала затруднений, то над алгоритмом решения поставленной задачи пришлось достаточно потрудиться. В результате оптимальный алгоритм был найден, что позволило провести серию предварительных расчетов. Первые результаты численного моделирования приводятся в виде графиков. Так, на рис. 16 представлены распределения эффективных напряжений в глинистой корке по толщине. Кривая 1 соответствует постоянным значениям $k_{гк1}$ и $a_{гк1}$, кривая 2 получена в случае зависимости проницаемости и сжимаемости корки от минерализации. Нужно отметить, что добавки химических реагентов влияют на толщину глинистой корки и распределение эффективных напряжений. Наблюдается зависимость изменения наклона кривых от минерализации глинистого раствора. Распределение эффективных напряжений в прискважинной зоне также зависит от минерализации раствора. Вид распределения эффективных напряжений в пласте определяется физическими свойствами промывочной жидкости, ее химическим составом (рис. 17). Назовем решение системы (2.73-2.75) в

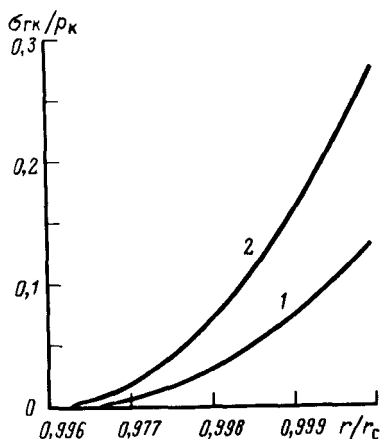


Рис. 16. Распределение эффективных напряжений в корке

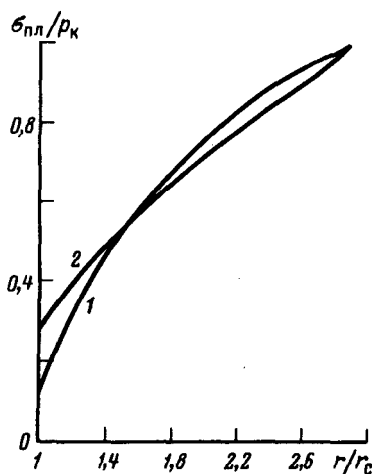


Рис. 17. Распределение эффективных напряжений в пласте

случае не зависящих от химического состава растворов параметров нулевым приближением. Тогда можно сказать, что значение эффективного напряжения на стенке скважины и вид распределения в пласте (кривая 2) отличаются от нулевого приближения (кривая 1). Наблюдается увеличение напряженного состояния непосредственно вблизи стенки скважины.

Первые приближенные расчеты показывают, что нельзя оставить без внимания переменный характер параметров математической модели. Сильным изменениям подвержена проницаемость глинистых отложений, поэтому в случае неоднородных пластов, содержащих большой процент глинистого цемента, для адекватного описания процесса фильтрации необходимо использовать предложенную выше модель.

Решение поставленной задачи целиком определяется коэффициентами модели. Вот почему очень важно грамотно настроить модель на конкретные геологические условия и технологический режим вскрытия. В настоящее время такие работы проводятся.

Особенно важно учитывать влияние минерализации бурового раствора на формирование прискважинной зоны и взаимодействие пласта с глинистой коркой в случае горизонтальной скважины, циркуляция раствора в которой охватывает значительную часть пласта. В дальнейшем предполагается использовать эту модель при исследовании прискважинной зоны горизонтальных скважин.

2.8. Развитие исследований по фильтрации через глинистые корки

Как было показано в разд. 1, ГК играет особую роль в формировании состояния околоскважинной зоны в целом. От скорости фильтрации через нее зависят диаметр и водонасыщение зоны проникновения, от фильтрующей способности - параметры и режимы образования зоны кольматации. Состояние ГК определяет эффективность технологий закачки активных индикаторов в ОЗ.

Вопросам исследования водоотдачи промывочной жидкости посвящено большое количество экспериментальных и теоретических исследований. Экспериментально изучалось влияние состава и свойств промывочной жидкости на водоотдачу (фильтрацию) через ГК (У.Д. Мамаджанов, Дж. Грей, Г. Дарли, В.Л. Михеев и др.). Проводились исследования по влиянию температуры и давления на фильтрационную способность ГК (В.Г. Тихонов, В.Д. Шантарин и др.). Теоретически исследовались различные модели фильтрации промывочной жидкости в предположении о несжимаемости ГК (Т.О. Акбулатов, Н.Х. Салахутдинов, Р. Коллинз, А.С. Пестриков, Ю.П. Кортаев, М.И. Швидлер и др.). Имеются также исследования, проводимые на базе общепринятых представлений теории упругого режима с использованием стандартных уравнений пьезопроводности (И.М. Федоткин, В.И. Воробьев, С.Н. Вьун, В.И. Иванников, Э.М. Кучеренко, Л.П. Михлин, О.В. Войнов, Э.М. Подгосецкий, А.М. Свалов, П.А. Прядкин).

Как было показано, уплотнение ГК носит сложный физико-химический и одновременно гидромеханический характер. Комплексный механизм уплотнения обуславливает необходимость разработки теоретических моделей фильтрации через ГК, адекватных этим процессам.

Как отмечалось в подразд. 2, до наших исследований изучение влияния особенностей уплотнения ГК на фильтрацию через них не проводилось. В данном подразделе проанализировано влияние уплотнения ГК на фильтрацию.

Существующие модели фильтрации для глинистых корок

Наибольшее распространение в практике получила эмпирическая группа уравнений, связывающих скорость фильтрации со скоростью роста глинистой корки соотношением А. Шейдегера (2.44). Интегрирование этого уравнения дает выражение для скорости фильтрации $v_2 = k_{гк}p/[2\mu_2(bt + A_1)]^{1/2}$, где $k_{гк}$ - постоянный коэффициент проницаемости глинистой корки, A_1 - эмпирический коэффициент. Отсюда объем фильтрата, прошедшего через глинистую корку к моменту времени t ,

$$Q(t) = (1/A_2) [2k_{гк}p(bt + A_1)/\mu_2]^{1/2} + Q_0. \quad (2.76)$$

Вводя новые константы A_3 , A_4 и A_5 , из уравнения (2.76)

получаем уравнение Рутта $[Q(t) + A_3]^2 = A_4(t + A_5)$. Эмпирические константы A_3 , A_4 , A_5 обычно определяют в лабораторных опытах. Для этого соотношение (2.76) представляют в виде уравнения прямой, связывающей объем фильтрата с обратной величиной расхода,

$$dt/dQ(t) = 2(Q + C_3)/C_4. \quad (2.77)$$

Уравнение Рутта получило широкое распространение при анализе водоотдачи глинистых растворов (О.К. Ангелопуло, В.М. Подгорнов, В.Г. Тихонов, В.М. Лимановский, С.Н. Гарьян, В.Д. Шантарин, Т.М. Мамиров, А.И. Пеньков и др.) и в практике фильтрования. В фундаментальной монографии В.А. Жужикова дан обзор различных модификаций уравнений, приводящих к уравнению Рутта. Эмпирические коэффициенты, входящие в соотношения (2.76) и (2.77), определяются условиями проведения лабораторных экспериментов и зависят от перепада давления, проницаемости фильтра, свойств раствора и многих других параметров, поэтому область применения этих уравнений ограничена условиями проведения экспериментов. Все эти параметры в скважинных условиях претерпевают существенные изменения. При анализе изменения физических свойств ГК уравнения типа уравнения Рутта абсолютно неприменимы.

Проницаемость, пористость, удельное сопротивление ГК и другие физические свойства, рассчитанные с использованием этих уравнений, являются постоянными величинами, что противоречит имеющимся экспериментальным данным. Расчет влияния перепада давлений и свойств пласта на изменение физических свойств ГК дает качественно неправильные результаты. Так, из соотношения (2.76) следует, что с ростом перепада давлений водоотдача глинистого раствора растет пропорционально $\sim p^{1/2}$, в то время как многочисленные результаты экспериментов У.Д. Мамаджанова, В.Л. Михеева, В.М. Светлицкого указывают на отсутствие такой зависимости. В работах Ф. Энгельгардта, Ю.А. Дикгофа, А.Ю. Дикгофа, А.С. Пестрикова, Ю.П. Коротаева и др. также рассматривался процесс фильтрации через ГК как процесс фильтрации через несжимаемую среду с фиксированными свойствами. Полученные уравнения обладают теми же недостатками, что и рассмотренные выше эмпирические. Модели несжимаемых ГК дают распределение давлений, независимое от приложенного перепада, состава и свойств глинистого раствора.

Попытки учета сжимаемости корки на основе теории упругого режима фильтрации (И.М. Федоткин, В.И. Иванников, О.В. Войнов и др.) обуславливают необходимость введения среднего коэффициента сжимаемости (пьезопроводности) и не отражают изменения проницаемости корки при изменении эффективных напряжений. Как следует из анализа, данного в подразд. 2.3 и 2.4, изменения проницаемости корок в процессе их уплотнения оказывают определяющее влияние на распределение напряжений, а следовательно, и на фильтрацию через ГК.

Влияние состава и свойств промывочной жидкости на фильтрацию через глинистые корки.

Как было показано, фильтрация через ГК контролируется изменениями проницаемости и закономерностями распределения эффективных напряжений по толщине корки.

Используя соотношения (2.8) и (2.10), получим соотношение для скорости фильтрации через ГК

$$v_2 = \frac{k_{гк}}{\mu_2} \frac{\partial \sigma_{эф}}{\partial x} = \frac{k_{гк1}}{\mu_2} \sigma_{эф}^{-m_1} \frac{\partial \sigma_{эф}}{\partial x}. \quad (2.78)$$

Подставляя в (2.78) выражение для $\sigma_{эф}$ через автомодельную переменную и проводя дифференцирование, получаем

$$v_2 = - [k_{гк} a_{гк1} / \mu_2 (\gamma + 1)] [p^{1 - (\gamma + m_1)/2} / (1 - \nu)] \times \\ \times (df^{\gamma + 1} / d\xi) / t^{1/2} (\xi = 0). \quad (2.79)$$

Соотношение (2.79) описывает фильтрацию через ГК в режиме образования последней в условиях, аналогичных рассмотренным в подразд. 2.5.

Проанализируем полученное соотношение. Из (2.79) следует, что скорость фильтрации через глинистые корки уменьшается во времени пропорционально $t^{1/2}$. Этот вывод хорошо известен и многократно подтвержден результатами лабораторных экспериментов (У.Д. Мамаджанов, В.Ф. Роджерс, Дж. Грейс, С.Д. Пирсон и др.). Вторым важным выводом является непостоянство скорости фильтрации по толщине корки. Действительно, из (2.79) следует, что

$$v_2(\xi) / v_2(\xi=0) (df^{\gamma + 1} / dx)_{\xi} / (df^{\gamma + 1} / dx)_{\xi=0}. \quad (2.80)$$

Последнее соотношение имеет место только для сжимаемых глинистых корок. Для несжимаемых глинистых корок скорость фильтрации по толщине постоянна (Н.Х. Салахутдинов, В.И. Иванников, О.В. Войнов, П.А. Прядкин и др.).

И, наконец, из соотношения (2.79) следует, что скорость фильтрации через ГК зависит от состава и свойств промывочной жидкости (параметры k_1 , a_1 , m_1 и ν , которые контролируются составом и свойствами исходной промывочной жидкости). Состав и свойства промывочной жидкости в наибольшей степени подвержены изменениям в результате обработок различными химическими реагентами, изменения состава дисперсной и дисперсионной среды и т.д. Кроме вышеуказанных параметров от состава и свойств промывочной жидкости зависит распределение эффективных напряжений по толщине корки.

Для анализа влияния состава и свойств промывочной жидкости на фильтрацию через глинистые корки удобнее использовать не скорость фильтрации, а количество жидкости Q , прошедшее через глинистую корку за время t . Эти величины связаны соотношением

$$Q(t) = \int_0^1 v_2(t) \Big|_{x=0} dt = -2 \sqrt{\frac{k_{ГК1} a_{ГК1}}{\mu_2 (\gamma + 1)}} \cdot \frac{\rho^1 - (\nu + m_1)/2}{(1 - \nu)} \times$$

$$\times \left(\frac{df^{\gamma+1}}{d\xi} \right)_{\xi=0} \cdot \sqrt{t}. \quad (2.81)$$

Влияние химической обработки исходной промывочной жидкости на фильтрацию через ГК.

Моделировалось это влияние исходя из соотношения (2.81). Как следует из графиков (рис. 18), обработка исходного раствора химическими реагентами существенно уменьшает количество жидкости, прошедшей через ГК к моменту времени t . Аналогичные результаты получены в лабораторных условиях. Отметим, что имеющиеся до наших исследований теоретические модели фильтрации через ГК не позволяли изучать эти эффекты.

Влияние перепада давлений на фильтрацию через ГК

Фильтрация через ГК как через нелинейно деформируемую пористую среду существенным образом зависит не только от состава и свойств промывочной жидкости, но и от действующего перепада давлений. В исследованиях, посвященных фильтрации буровых растворов, считалось, что увеличение перепада давлений пропорционально увеличивает количество отфильтровавшейся жидкости. Такие результаты приводятся в работах Р. Коллинза, Г.Т. Овнатанова, В.А. Сидоровского, Н.Г. Автисяна и др. В то же время экспериментальные исследования,

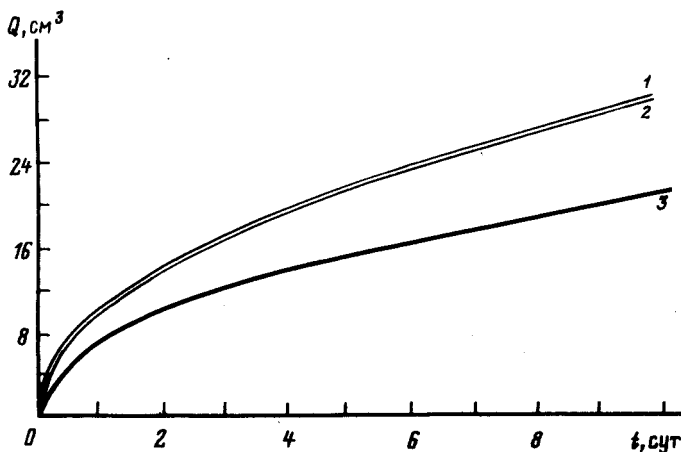


Рис. 18. Зависимость количества фильтрата, прошедшего через глинистую корку, от времени:

1 - необработанный глинистый раствор; 2 - тот же раствор, обработанный УЩР; 3 - исходный глинистый раствор, обработанный КМЦ

проведенные Ф. Энгельгардтом, А.И. Леонидовой, С.К. Фергюсоном, Д.А. Клотцем, А.Ф. Боярчук и др., показывают, что количество отфильтровавшейся через корку жидкости слабо зависит от перепада давлений.

В исследованиях В.Л. Михеева, Н.М. Шерстнева, Я.М. Раси-заде и др. отмечены случаи, когда значительное добавление химических реагентов к исходному раствору приводит к тому, что в области низких перепадов давления p увеличение перепада до некоторого предела вызывает увеличение водоотдачи, а затем при дальнейшем повышении перепада давления водоотдача падает. Максимальная водоотдача имеет место при так называемом критическом значении перепада давлений $p_{кр}$.

Исходя из механизма уплотнения глинистых корок, данного в подразд. 2.4, проанализируем влияние перепада давлений на объем жидкости, прошедшей через ГК $Q(t)$. Рассмотрим образование ГК на фильтре в условиях взаимодействия корки с пластом и в условиях циркуляции промывочной жидкости.

При отсутствии циркуляции объем фильтрата

$$Q(t) = -2[k_{гк1} a_{гк1} (\gamma + 1) / \mu_2]^{1/2} [p^{1 - (\nu + m_1)/2} / (1 - \nu)] \times f' f' (0) t^{1/2}. \quad (2.82)$$

В соотношении (2.82) перепад давления входит не только в виде множителя $p^{1 - (\nu + m_1)/2}$, но и в производную $f' (0)$, поскольку автомодельная переменная ξ также зависит от p .

Возьмем производную dQ/dp и посмотрим, может ли функция $Q(p)$ иметь экстремум. В точке $Q = Q_{max}$ должно выполняться условие $dQ/dp = 0$, т.е. $-[1 - (\nu + m_1)/2] f' (0) = p df' (0) / dp$.

Численный анализ показывает, что $f' (0) < 0$ и $|f' (0)|$ уменьшается с ростом давления, т.е. функция $-[1 - (\nu + m_1)/2] f' (0) > 0$ и убывающая. Произведение $p df' (0) / dp > 0$ и возрастает с ростом p . При некоторых значениях параметров ν и m_1 графики этих функций пересекутся в точке $p_{кр}$, соответствующей максимальной водоотдаче. Расчеты, проведенные для растворов из дружковского глинопорошка, показали, что критический перепад давлений составляет около 3 МПа (рис. 19), что хорошо согласуется с результатами экспериментов В.Л. Михеева.

Исходя из вышеописанного в работе Н.Г. Аветисяна, экспериментально определены значения $p_{кр}$ для широкого спектра буровых растворов на основе бентонитового порошка. Как показали эксперименты, значение $p_{кр}$ изменяется от 0,3 МПа (для гипсоизвестковисто-бентонитового раствора) и до 2 МПа (для бентонитового раствора на основе минерализованной воды с обработкой КМЦ-600).

Влияние взаимодействия ГК с пластом на фильтрацию

Если корка образуется в условиях взаимодействия с пластом, то действующий на корку перепад давлений устанавли-

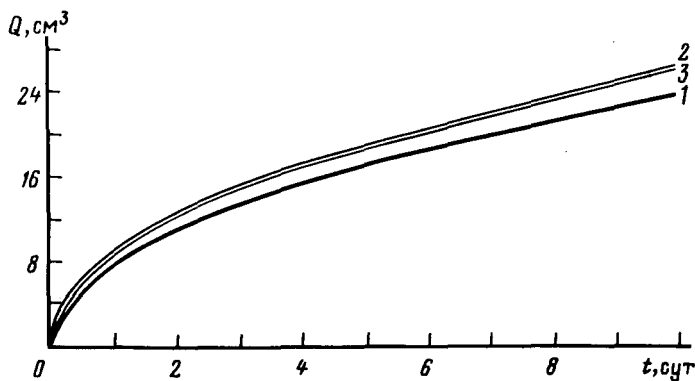


Рис. 19. Зависимость количества фильтрата, прошедшего через глинистую корку, от времени при различных перепадах давления: 1 - 1; 2 - 2; 3 - 4 МПа

вается в результате перераспределения давлений в системе корка - пласт. Как уже указывалось, с ростом общего перепада давлений доля его, приходящаяся на ГК, возрастает; при этом абсолютная величина $f^{\partial}(0)$ также возрастает, а следовательно, возрастает и водоотдача. В то же время необходимо отметить, что для некоторых типов растворов, в частности, при обработке глинистого раствора сульфид-спиртовой бардой и для глинистых растворов с добавкой нефти в работе Н.М. Шерстнева и др. было экспериментально установлено, что и при наличии пласта возрастание перепада давлений приводит к уменьшению водоотдачи и к появлению $p_{кр}$. Полученные в этой работе результаты показывают, что при сложной обработке глинистого раствора изменение водоотдачи при росте перепада давлений может быть немонотонным.

Результаты анализа, проведенного в подразд. 2, показывают, что связь объема фильтрата, прошедшего через корку при наличии ($Q_{пл}$) и отсутствии ($Q_{ф}$) пласта, определяются из соотношения

$$Q_{ф}/Q_{пл} = f_{ф}(0)/f_{пл}^{\partial}(0)f'_{пл}(0).$$

Из последнего соотношения следует, что количество фильтрата при образовании ГК на пласте меньше, чем при использовании фильтра. При одинаковом перепаде давлений отличие водоотдачи в пластовых условиях будет тем меньше, чем больше проницаемость пласта.

При значении функции $f^{\partial}(0)$, близком к единице, влияние свойств пласта практически не сказывается на количестве фильтрата и при некоторой комбинации параметров ν и m_1 (при

различной обработке растворов) водоотдача может достигать максимума.

Фильтрация в режиме циркуляции промывочной жидкости определяется распределением эффективных напряжений при фиксированной толщине циркуляционной глинистой корки (см. подразд. 2.6). В этом режиме количество фильтрата, прошедшее через корку,

$$q(t) = k_{гк1} p^1 - m_1 t / \mu_2 (1 - m_1) h_{гк ц}, \quad (2.83)$$

т.е. прямо пропорционально времени, однако перепад давления входит в степени $(1 - m_1)$.

Аналогичным образом определяется водоотдача и при замене глинистого раствора на воду. Результаты экспериментальных исследований водоотдачи в этом режиме даны Н.М. Шерстневым (1984). Анализ этих данных показывает, что для большинства исследуемых корок с ростом перепада давлений водоотдача растет почти пропорционально перепаду давлений. Для растворов, обработанных УЩР и ССБ, прямая пропорциональность нарушается; раствор, обработанный УЩР + 10% нефти, дает немотонную связь $Q(p)$.

Влияние технологических операций в скважине на фильтрацию через ГК исследовалось на примере влияния кратковременных изменений давления в скважине (рис. 20, а) за счет спуско-подъемных операций, включения-выключения циркуляционных насосов и т.д. Рассматривалась фильтрация $v_2(t)$ через глинистую корку, образовавшуюся при действующем перепаде давлений 2 МПа. Импульсное увеличение давления в скважине составляло от 1 до 10 МПа. Время роста и убывания давления $\Delta t = 300$ с, время постоянства давления $\tau = 1200$ с. Раствор соответствовал раствору дружковского глинопорошка без химической обработки. Фильтрация при изменении давления соответствовала трем стадиям: увеличение давления ($t_2 = t_1 + \Delta t$), фильтрация при постоянном давлении ($t_3 = t_2 + \tau$), фильтрация при уменьшающемся давлении ($t_4 = t_3 + \Delta t$). Моделирование распределения эффективных напряжений в корке проводилось численно по модели (2.10)-(2.14). На стадии разгрузки проницаемость и сжимаемость принимались постоянными и равными значениям при максимальных $\sigma_{эф}$, достигнутых на стадии уплотнения. Результаты моделирования показали, что на стадии нагрузки происходит рост скорости фильтрации через ГК. Продолжительность этого периода возрастает с ростом амплитуды увеличения давления. На стадии разгрузки происходит резкое падение скорости фильтрации (см. рис. 20). Однако даже в случае трехкратного уменьшения давления первоначального уплотнения ГК (см. рис. 20, в) отрицательной фильтрации не будет. Лишь при пятикратном уменьшении давления первоначального уплотнения имеет место незначительная фильтрация в обратном направлении (см. рис. 20, г).

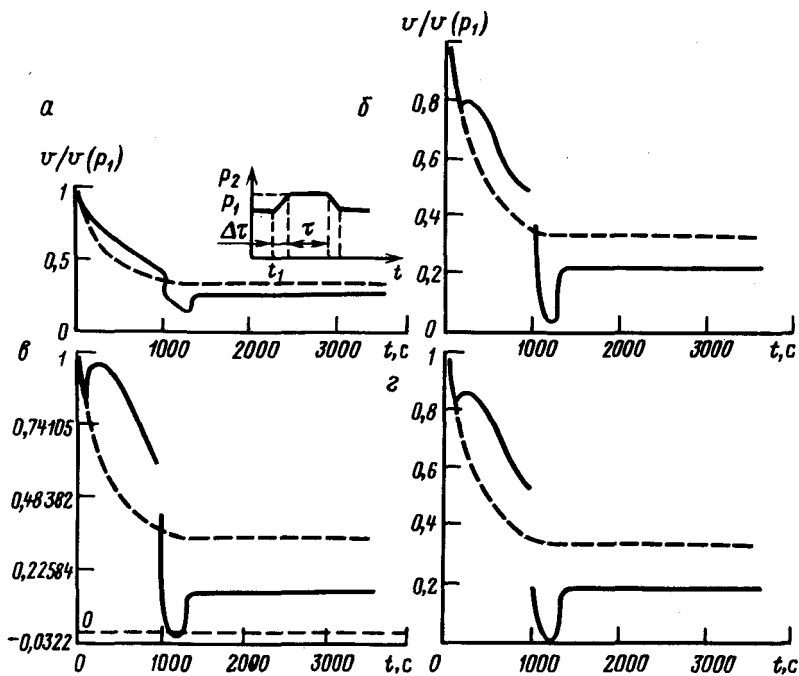


Рис. 20. Влияние изменения давления в скважине на фильтрацию через ГК.
 $p_2 = 0,5p_1$ (а); $p_2 = 2p_1$ (б); $p_2 = 3p_1$ (в); $p_2 = 5p_1$ (г)

Результаты моделирования позволяют сделать однозначный вывод о пренебрежимо малых эффектах циклической обратной фильтрации через ГК при остановках циркуляционных насосов в скважине, что и показано в подразд. 1.2.

3. Развитие исследований по изучению зоны кольматации

3.1. Основные представления о механизме зоны кольматации

Околоскважинная зона, непосредственно примыкающая к ГК и охарактеризованная проникновением в поры коллектора дисперсной фазы промывочной жидкости, называется зоной кольматации (ЗК) (см. рис. 4).

Кольматация - это процесс заполнения внутрипорового пространства дисперсной фазой промывочной жидкости при ее фильтрации в пласт.

Вопросам изучения кольматации пористых сред посвящено большое количество исследований. Однако до настоящего времени не существует единой точки зрения на механизм этого процесса. Считают, что процесс кольматации коллекторов в условиях буровых скважин либо вообще невозможен, либо проникновение дисперсной фазы в поры коллектора пренебрежимо мало (порядка 1 мм) (Ф.И. Котяхов, В.Н. Полшков, Б.В. Касперский, Е.М. Выгодский, М.З. Мавлютов, К.Ф. Жигач, В.А. Речуш, Н.М. Свихнушин). Этот вывод базируется на общепринятой методике изучения влияния кольматации на проницаемость пород. По этой методике после кольматации определяют коэффициент проницаемости при срезании закольматированного слоя породы различной толщины. Результаты экспериментов показывают, что в ряде случаев при срезании 0,5-1,5 мм коэффициент проницаемости почти полностью восстанавливается.

В то же время в исследованиях Р.Ф. Крюгера, Л.С. Фогеля, А. Абрамса отмечено проникновение кольматанта в поры гранулярных коллекторов на глубину до 20-40 см и более, в работе А.А. Загоруйко и др. - до 13-15 см. Такие размеры зоны кольматации вызывают существенные изменения физических свойств в ОЗ, приводят к искажению геофизических диаграмм (В. Фертль, В.А. Глебов и др.). Прямыми экспериментальными исследованиями установлены изменения удельного электрического сопротивления на глубину более 5 см (Л.И. Орлов и др., (1974)). В этой же работе установлено влияние зоны кольматации на диффузионно-адсорбционную активность породы. Установлено существенное влияние кольматации на фильтрационную активность пород.

Экспериментальные исследования (В.Т. Алекперов, В.А. Никишин) показали, что время кольматации составляет около 15 мин, т.е. пренебрежимо мало по сравнению с временами других процессов, определяющих изменения физических свойств в ОЗ. Однако эксперименты, проведенные другими исследователями, показывают, что уменьшение проницаемости образцов пород за счет кольматации происходит на протяжении всего периода фильтрации бурового раствора (Р.Ф. Крюгер, Л.С. Фогель, А. Абрамс).

В работах В.Т. Алекперова, В.А. Никишина показано, что перепад давления практически не оказывает влияние на степень кольматации. Однако результаты промышленных экспериментов указывают на существенное влияние репрессии на степень кольматации (Н.А. Демьяненко, Б.П. Минеева).

Сложность и многопараметричность кольматации вызывает большие затруднения при экспериментальном моделировании этого процесса и интерпретации результатов экспериментов. Положение усугубляется тем, что эксперименты по кольматации коллекторов являются практически невозпроизводимыми, так как процесс существенно необратим.

Трудности моделирования процесса связаны в первую очередь

со слабой изученностью механизма кольматации. Основные представления о механизме кольматации сформировались на основе исследований по фильтрации малоцентрированных суспензий в связи с задачами гидротехники и мелиорации. Представления различных ученых о механизме кольматации сводятся в основном к двум точкам зрения: первая - кольматация обусловлена механическим закупориванием пор дисперсной фазой. Следствием такого представления о механизме кольматации является определяющее влияние на кольматацию отношения размеров частиц кольматанта к размерам пор. Исследуя фильтрацию малоцентрированных суспензий через песок, установили, что изменение физических свойств в зоне кольматации происходит только в случае, если средний диаметр пор 5-6 средних диаметров частиц кольматанта. Частицы большего диаметра откладываются в виде корки, меньшего - свободно выносятся из пор и не принимают участия в кольматации.

Согласно другой точке зрения кольматация обусловлена как процессами механической закупорки, так и физико-химическим взаимодействием дисперсной фазы кольматанта с материалом пористой среды. При таком механизме процесс кольматации имеет место при сколь угодно малых размерах частиц дисперсной фазы. Кольматация происходит в результате адсорбционного взаимодействия, коагуляции и структурирования самих глинистых частиц в порах коллектора.

Вышеописанные представления о механизме кольматации основаны на экспериментальном изучении фильтрации малоцентрированных суспензий через высокопроницаемые (до $n \times 100$ мкм²) пески и рыхлые грунты. Исследования проведены при относительном постоянстве размеров частиц кольматанта.

В нефтегазопромысловой практике основным механизмом кольматации принято считать сводообразующую кольматацию с критерием кольматации - отношением диаметра частиц к диаметру пор. Концепция сводообразующей кольматации в свою очередь была заимствована из работ по фильтрованию суспензий.

Как указывалось в подразд. 2, промысловые жидкости обладают широким спектром изменения частиц по размерам, который может существенно изменяться в результате технологических операций (см. рис. 5). Кроме того, применяемые в практике бурения промысловые жидкости являются высококонцентрированными полидисперсными суспензиями. Размеры частиц в растворах колеблются от долей микрона до нескольких миллиметров. Фильтрующие поры коллекторов нефти и газа имеют сложную структуру и широкий диапазон изменения пор по размерам. Глинистая корка, образующаяся при фильтрации раствора, является одним из основных факторов, определяющих процесс кольматации. В связи с этим необходимо развитие представлений о механизме кольматации при фильтрации глинистых растворов через коллекторы нефти и газа.

3.2. Физическая модель накопления кольтманта во внутрпоровом пространстве

Для обоснования физической модели кольтмации проанализируем экспериментальные исследования по изменению физических свойств коллекторов в процессе кольтмации. Были проведены эксперименты по исследованию изменения проницаемости при фильтрации кольтманта через естественные образцы керна при различных отношениях диаметра пор к диаметру частиц кольтманта. Результаты этих исследований даны на рис. 21 и в табл. 4. Из таблицы следует, что с уменьшением диаметров частиц возрастает как глубина проникновения, так и степень кольтмации. Частицы с размером 1-2 мкм проходили через весь образец. Однако, как видно из табл. 4, их влияние на потерю проницаемости велико. При $d_k/d_d = 1-2$ кольтмация не происходит.

Экспериментальные исследования по фильтрации глинистых растворов (В.М. Подгорнов и др.) показали, что в результате кольтмации происходит изменение размеров пор практически во всем диапазоне сообщающихся пор, принимающих участие в фильтрации. Эти эксперименты позволяют сделать вывод, что

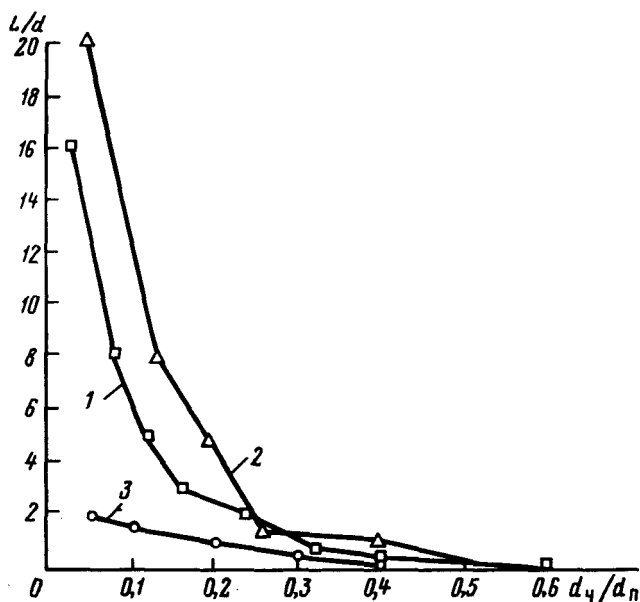


Рис. 21. Зависимости нормированной глубины проникновения частиц разного размера по толщине зоны кольтмации от диаметра частиц для трех различных кернов (глубина проникновения дана относительно среднего диаметра пор d): 1 - 3 - $d = 50, 32, 20$ мкм соответственно

| Характеристика образцов | Размеры частиц в фильтруемой суспензии, мкм | Максимальная глубина проникновения частиц в образец, мм | Снижение проницаемости образцов в результате кольматации поровых каналов, % | Отношение максимальных диаметров поровых каналов к средним размерам частиц d_k/d_c |
|---|---|---|---|--|
| Песчаник среднезернистый с максимальным диаметром поровых каналов 50 мкм | 1-2 | 80 | 20 | 33,0 |
| | 4-6 | 25-40 | 45 | 10,0 |
| | 8-12 | 10-15 | 36 | 5,0 |
| | 1-20 | 2-3 | 12 | 2,8 |
| | 30-40 | Не проникают | - | 1,4 |
| Песчаник мелкозернистый с максимальным диаметром поровых каналов 32 мкм | 1-2 | 60 | 32 | 21,0 |
| | 4-6 | 15-20 | 46 | 6,4 |
| | 8-12 | 3-4 | 15 | 3,2 |
| | 16-20 | Не проникают | - | 1,8 |
| Песчаник мелкозернистый глинистый с максимальным диаметром поровых каналов 20 мкм | 1-2 | 3-4 | 14 | 13,0 |
| | 4-6 | 1-2 | 8 | 4,0 |
| | 8-12 | Не проникают | - | 2,0 |

в процессе накопления кольматанта принимают участие все частицы дисперсной фазы, проникшие во внутривпоровое пространство.

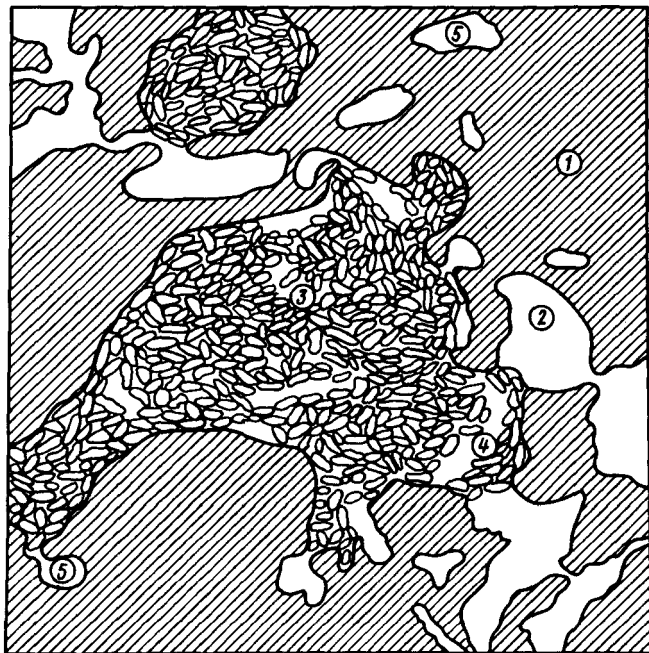
Для обоснования схемы строения зоны кольматации автором был изучен характер распределения кольматанта по длине закольматированного ядра и в отдельных сечениях зоны кольматации. Процесс кольматации моделировался в динамических условиях. Пористой средой служили искусственные безглинистые образцы ядра с широким диапазоном изменения коэффициента проницаемости от $0,177 \text{ мкм}^2$ до $1,6 \text{ мкм}^2$. Анализ распределения кольматанта в порах коллектора проводился с использованием шрифтов, изготовленных из образцов закольматированного ядра, находящихся на различном расстоянии от входного сечения.

Обобщение этих данных позволяет дать схематическое строение зоны кольматации. На рис. 22, а дан схематизированный

Рис. 22. Схема строения зоны кольматации - сечения закольматированной пористой среды:

перпендикулярно направлению фильтрации (а) и по направлению фильтрации (б); 1 - скелет породы; 2 - объем пор, не доступных кольматации; 3 - кольматирующая среда; 4 - свободный кольматант; 5 - гидродинамически неподвижная пластовая вода

α



δ



разрез зоны коьматации перпендикулярно направлению фильтрации, на рис. 22, б - по направлению фильтрации. Как следует из приводимой схемы, в зоне коьматации выделяются поры, целиком заполненные коьматантом (3 на рис. 22). В этих порах частицы коьматанта образовали коьматирующую среду, представляющую из себя пористую среду, заполняющую внутрипоровое пространство.

В зоне коьматации выделяются поры и участки пор, где частицы коьматанта не образуют коьматационной среды (4 на рис. 22). Очевидно, в этих участках формирование коьматационной среды еще не завершилось и коьматант находится в свободном состоянии.

Выделяются также участки пор, свободные от коьматанта (2, 5 на рис. 22). Эти поры представляют, очевидно, часть порового пространства, не доступную проникновению коьматанта.

Проведенные исследования показали, что количество проникших частиц постепенно уменьшается в направлении фильтрации и выделить четкую границу зоны коьматации не удастся.

Вышеперечисленные особенности коьматации коллекторов глинистыми растворами позволяют предположить следующую физическую схему накопления коьматанта во внутрипоровом пространстве.

При вскрытии пластов бурением частицы дисперсной фазы раствора вместе с фильтратом внедряются в поры коллектора. Наиболее крупные частицы задерживаются на стенке скважины и образуют ГК. Частицы, ушедшие с фильтратом в пласт, механически задерживаются в местах сужений и пережимов пор (см. рис. 22).

Вероятность задерживания частиц прямо пропорциональна их размерам и количеству сужений и пережимов пор, определяемых структурой порового пространства. Задерживание крупных частиц приводит к сужению проходных сечений, а это повышает вероятность задерживания частиц меньшего размера. В процессе роста и уплотнения корки количество пор минимального диаметра возрастает (см. рис. 23) и через нее проходят частицы все меньших размеров. Одновременно уменьшается общее количество проходящих частиц из-за снижения скорости фильтрации.

Таким образом, в процессе фильтрации доля частиц с минимальными размерами возрастает. Эти частицы свободно уносятся потоком фильтрата через сужения и пережимы пор, но застревают в зонах скопления частиц крупного и среднего размера. При снижении скорости фильтрации постепенно возрастает роль физико-химического взаимодействия частиц и агрегатов частиц с внутрипоровой поверхностью. Физико-химическое взаимодействие приводит к осаждению самых мелких частиц (коллоидной фракции) на стенках пор. Таким образом в течение всего периода фильтрации происходит накопление частиц коьматанта во внутрипоровом пространстве. Интенсивность процесса на-

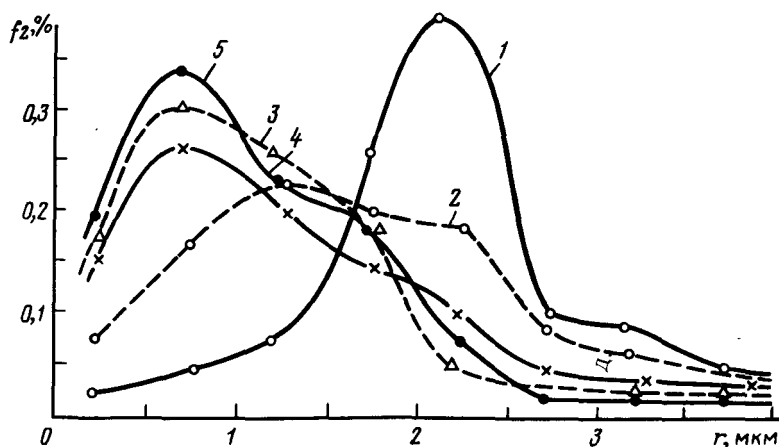


Рис. 23. Дифференциальные распределения пор по размерам в глинистой корке из порошка Na-монтмориллонита при различной степени уплотнения: 1 - 0,15; 2 - 0,02; 3 - 0,4; 4 - 0,8; 5 - 3,5 МПа

копления частиц затухает во времени и по мере продвижения в глубь пласта. Образовавшийся осадок состоит из частиц различного размера, средний размер частиц уменьшается по мере продвижения в глубь пласта (см. рис. 22, б). Важным следствием этой схемы является вывод о том, что в любой момент времени в зоне колюматации частицы колюматанта могут находиться в двух различных состояниях, соответствующих двум различным зонам в области, занятой колюматантом, в виде колюматирующей среды (зоны колюматации), необратимо изменяющей физические свойства пласта, и в виде суспензии, свободно циркулирующей во внутрипоровом пространстве (зона проникновения колюматанта). Причем переход колюматанта из суспензии в колюматирующую среду происходит постепенно.

По мере затухания фильтрации все частицы колюматанта стремятся перейти в колюматирующую среду. Описанная схема колюматации коллекторов частицами глинистого раствора позволяет объяснить экспериментально установленные закономерности и имеющиеся противоречия при экспериментальном изучении колюматации. Так, необратимость закупорки является следствием полидисперсной структуры осадка, заполняющего внутрипоровое пространство. Снятие части заколюмированного слоя приводит к нарушению структуры осадка за счет удаления наиболее крупных частиц, являющихся каркасом колюматирующей среды. Оставшийся слой колюматанта, очевидно, не является устойчивым с точки зрения плотности упаковки. Некоторые частицы приобретают подвижность и выносятся за пределы заколюмированного слоя, осадок становится еще менее устой-

чивым и может полностью разрушиться потоком фильтрующей жидкости при обратной промывке.

Влияние ГК на интенсивность кольматации определяется ее способностью задерживать частицы кольматанта с различными размерами. Задерживающая способность корки пропорциональна степени ее уплотнения и размерам слоя корки с максимальным уплотнением (см. рис. 23).

При циркуляции глинистого раствора агрегаты глинистых частиц распадаются, и частицы диспергируются в большей степени, чем при отсутствии циркуляции. Толщина уплотненного слоя корки меньше, чем при отсутствии циркуляции. Поэтому интенсивность кольматации в режиме циркуляции выше и кольматация происходит в течение всего периода фильтрации. Это и было установлено в работах Р.Ф. Крюгера, Л.С. Фогеля, А. Абрамса. В режиме отсутствия циркуляции процесс кольматации кратковременный, что и наблюдалось в экспериментах В.Т. Алекперова, В.А. Никишина. В тех же экспериментах было обнаружено, что интенсивность кольматации значительно возрастает при искусственном удалении ГК с последующей фильтрацией. Периодически удаляя корку, авторы добивались снижения проницаемости закольматированного керна в 1000 раз и более. Полученный авторами вывод о том, что при отсутствии циркуляции изменение перепада давлений при $p > 4$ МПа практически не сказывается на степени кольматации, объясняется характером фильтрации через глинистую корку. С ростом перепада давлений ГК уплотняется, размер и количество частиц, проникших в породу, резко уменьшаются, что и определило нечувствительность кольматации к перепаду давлений.

Экспериментальные исследования Р.Ф. Крюгера, Л.С. Фогеля, А. Абрамса, проведенные в режиме циркуляции промывочной жидкости, показали, что степень кольматации определялась лишь количеством фильтрата, ушедшего в пласт. В случае образования ГК и при ее постоянном удалении степень кольматации при одинаковом количестве фильтрата, прошедшего через образец породы, оказалась почти одинаковой. Аналогичные выводы даны в работе У.Д. Мамаджанова (см. подразд. 2). Было установлено, что характер затухания фильтрации одинаков при наличии ГК, ее удалении и удалении кольматационного слоя толщиной 0,5 мм.

Проведенный анализ показывает, что степень кольматации коллекторов глинистыми растворами зависит от количества кольматанта, проникшего в коллектор, и не зависит от того, при каких условиях произошло проникновение.

Таким образом, влияние ГК сказывается лишь на количестве фильтрата и количестве частиц, попавших в поры коллектора. Основной же характеристикой кольматации является количество частиц, осевших во внутривыводном пространстве в виде кольматирующей среды. Из вышесказанного следует, что в зоне кольматации выделяются две особые зоны: зона, насыщенная

кольматирующей пористой средой, и зона проникновения свободного кольматанта. Изменение физических свойств пласта в этих зонах различно и определяется либо совместным влиянием кольматирующей среды и свободного кольматанта, либо только влиянием свободного кольматанта.

3.3. Силы, контролирующие микромеханизмы кольматации частицами промывочной жидкости

Вышеописанный механизм кольматации хорошо объясняется с позиции микромеханики действующих на твердые частицы сил. Как было показано в подразд. 2.4, на глинистые частицы действуют силы разной природы - механические, физико-механические, магнитные и т.д. Особенности проявления этих сил зависят от размеров частиц, их концентрации и условий фильтрации. Как отмечалось в подразд. 2.1, промывочные жидкости имеют широкий спектр распределения частиц по размерам. В общем случае на частицы определенной группы размеров избирательно действуют определяющие силы. Частицы с размерами большими, чем размеры пор коллектора, механически задерживаются на поверхности скважины и в процессе кольматации не участвуют. Частицы, размеры которых соизмеримы с размерами пор, находятся под влиянием различных сил: механических, являющихся следствием выгибания линий тока и турбулизации течений в результате взаимодействия флюидов и частиц (Г.И. Баренблатт и др.).

При сужении и выгибании линий тока частицы приближаются к поверхности пор и вступают с ней в контакт. Частица может выйти из потока жидкости под действием сил инерции при искривлении потока. Роль механических сил возрастает по мере роста размеров частиц и усложнения структуры потока. С уменьшением размеров частиц возрастает роль физико-химических сил. Для частиц с размерами меньше микрона характерно явление броуновской диффузии. Поверхности разделов частицы - жидкость и поры - жидкость характеризуются силами электрического взаимодействия. На очень близких расстояниях действуют силы Ван дер Ваальса.

В результате действия всех сил имеют место два конкурирующих явления;

перенос частиц, в результате которого частицы выходят из линии потока и могут образовывать зону кольматации при перехвате частиц в порах-ловушках (см. рис. 22), осаждении на стенках пор, переносе под действием гидродинамических сил и диффузии;

явления захватывания частиц под действием локальных сил (электрической природы, ван-дер-ваальсовы силы и др.). Эти силы не могут участвовать в переносе из-за их локального характера.

Роль сил различной природы зависит не только от отношения

размеров частиц к размерам пор (общепринятый критерий сво- дообразования), но и от абсолютного размера частиц и их концентрации. Последнее обстоятельство не учитывает в обще- принятых механизмах кольтматации.

3.4. Связи физических свойств зоны кольтматации с насыщением пор кольтматантом

Обычно изменение физических свойств в зоне кольтматации связывают с количеством проникшей глины (кольтматанта) (Л.Б. Берман, 1972; Л.И. Орлов и др., 1976). Однако, учитывая вышеобоснованный дифференцированный характер распределения кольтматанта в порах в виде кольтматирующей пористой среды и в виде свободного кольтматанта, естественно ожидать различное влияние этих двух форм нахождения кольтматанта в порах кол- лектора на изменения физических свойств зоны кольтматации.

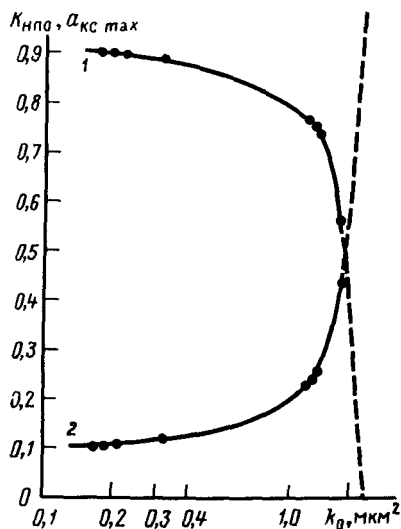
Накопление кольтматанта приводит к изменению пористости, проницаемости, структуры порового пространства, удельного электрического сопротивления и других свойств. Так как эти изменения вызываются накоплением кольтматанта, то степень изменения физических свойств зоны кольтматации контролируется количеством кольтматанта и характером его распределения во внутривипоровом пространстве.

Исходя из физической модели накопления кольтматанта, еди- ничный объем кольтматационного слоя можно представить сос- тоящим из объема пор (m_0) и объема скелета ($1 - m_0$). В по- ровом объеме выделяется объем пор, недоступных кольтматации. Этот объем характеризуется коэффициентом недоступного поро- вого объема ($K_{нпо}$). Коэффициент недоступного порового объема является одним из основных параметров, учитывающих специфику кольтматации пластов-коллекторов глинистыми растворами. Он определяет долю пор, куда не проникают частицы кольтматанта, в единице объема открытых пор.

Проведенные автором экспериментальные исследования по- казали, что $K_{нпо}$ может составлять значительную величину. На рис. 24 (кривая 1) дана зависимость $K_{нпо}$ от коэффициента абсолютной проницаемости терригенных коллекторов. Как видно из рисунка, величина $K_{нпо}$ максимальна для коллекторов с низкими значениями коэффициента проницаемости. По мере уве- личения проницаемости величина $K_{нпо}$ уменьшается и стремится к нулю. При исследованиях фильтрации малоцентрированных суспензий $K_{нпо}$ пренебрежимо мал и принимается, что в про- цессе кольтматации принимает участие весь объем пор.

Рассмотрим насыщение единицы объема порового пространства в зоне кольтматации. Насыщенность единицы объема порового пространства водонасыщенной закольтмированной пористой среды характеризуется коэффициентами насыщения пор кольтматантом (S_k), фильтратом (S_ϕ) и остаточной водой ($k_{об}$). На- сыщенность единичного порового объема кольтматантом склады-

Рис. 24. Зависимости коэффициента недоступного порового объема $K_{\text{нпо}}$ (1) и максимальной насыщенности пор кольтатирующей средой $a_{\text{кс макс}}$ (2) от проницаемости образца k_0



вается из насыщенности пор свободным кольтатантом $S_{\text{к св}}$ и насыщенности пор кольтатантом, находящимся в кольтатирующей среде, $S_{\text{к кс}} = a_{\text{кс}}(1 - m_{\text{кс}})$.

Насыщенность свободным кольтатантом определяется по формуле

$$S_{\text{к св}} = [1 - a_{\text{кс}} - (K_{\text{нпо}} + k_{\text{ов}})]C_{\text{к}}, \quad (3.1)$$

где величина $(K_{\text{нпо}} + k_{\text{ов}})$ характеризует суммарный объем пор, недоступных кольтатации.

Насыщенность единичного порового объема фильтратом ($S_{\text{ф}}$)

$$S_{\text{ф}} = (1 - K_{\text{нпо}} - k_{\text{ов}} - a_{\text{кс}}) - S_{\text{к св}} + a_{\text{кс}}m_{\text{кс}} + K_{\text{нпо}}. \quad (3.2)$$

Из приведенных соотношений следует, что

$$S_{\text{ф}} + S_{\text{к}} = 1 - k_{\text{ов}}. \quad (3.3)$$

Насыщенность единицы объема пористой среды фильтратом $m_0 S_{\text{ф}}$, кольтатантом $m_0 S_{\text{к}}$.

Под коэффициентом "активного" порового объема (m_a) будем понимать текущий объем пор единицы порового объема, в который может проникнуть кольтатант,

$$m_a = 1 - k_{\text{ов}} - K_{\text{нпо}} - a_{\text{кс}}. \quad (3.4)$$

Процесс кольтатации можно считать завершенным, когда весь активный поровый объем занят кольтатирующей средой. В этом случае $m_a = 0$ и максимально возможная насыщенность пор кольтатирующей средой будет

$$a_{\max} = 1 - k_{\text{ов}} - K_{\text{нпо}}. \quad (3.5)$$

На рис. 24 (кривая 2) дана зависимость максимального насыщения закольматированных кернов кольматирующей средой от исходной проницаемости образцов. Видно, что с увеличением проницаемости значения a_{\max} стремятся к единице.

Изменение пористости единичного объема зоны кольматации связано с накоплением кольматирующей среды. Связь активной пористости закольматированного объема пористой среды с насыщенностью $a_{\text{кс}}$ определяется формулой

$$m_a = m_0(1 - k_{\text{ов}} - K_{\text{нпо}} - a_{\text{кс}}) \quad (3.6)$$

или $m_a = m_0(a_{\max} - a_{\text{кс}})$.

Связь открытой пористости с насыщенностью пор кольматирующей средой $m = m_0(1 - a_{\text{кс}})$.

Влияние кольматанта на проницаемость закольматированного объема пористой среды обусловлено изменением объема пор, принимающих участие в кольматации, и изменением структуры порового пространства в результате кольматации. В общем случае при кольматации изменяются активная пористость, удельная поверхность ($S_{\text{уд}}$) и геометрия порового пространства (J_0).

Свяжем эти изменения с изменением проницаемости посредством уравнения Козени - Кармана

$$k_{\text{зк}}/k_0 = (J_0/J_{\text{зк}})(S_{\text{уд}}/S_{\text{уд зк}})^2(m_{\text{зк}}/m_0)^3.$$

Из вышеприведенного соотношения следует, что основное влияние на изменение проницаемости закольматированного объема $k_{\text{зк}}$ оказывает изменение пористости $m_{\text{зк}}$. Влияние удельной поверхности $S_{\text{уд зк}}$ и постоянной Козени ($J_{\text{зк}}$) на изменение проницаемости сказывается в меньшей степени.

Изменение удельной поверхности при полной блокировке пор кольматационной массой определяется изменением пористости:

$$S_{\text{уд зк}}/S_{\text{уд}} = m_{\text{зк}}/m_0 = (1 - a_{\text{кс}}).$$

В случае равномерного отложения кольматанта на поверхность пор

$$S_{\text{уд зк}}/S_{\text{уд}} = (m_{\text{зк}}/m_0)^{1/2} = (1 - a_{\text{кс}})^{1/2}.$$

Более сложный характер отложения кольматанта в порах дает выражение

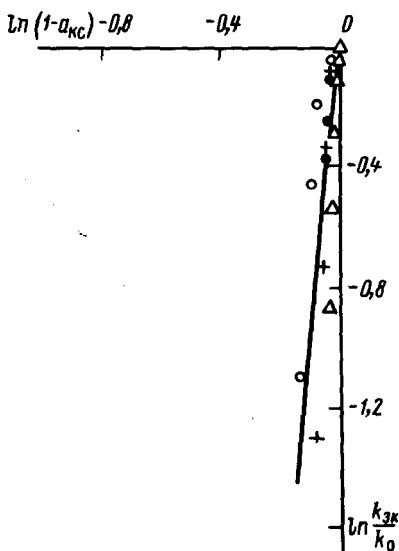
$$S_{\text{уд зк}} - S_{\text{уд зк}}/S_{\text{уд}} = (1 - a_{\text{кс}})^{\alpha_1}.$$

Таким образом, окончательно получаем

$$k_{\text{зк}} = k_0(1 - a_{\text{кс}})^{\beta_1}, \quad (3.7)$$

где β_1 - постоянный коэффициент, определяемый характером распределения кольматанта во внутривпоровом пространстве.

Рис. 25. Зависимость логарифма относительного изменения коэффициента проницаемости зоны кольматации от величины $\ln(1 - a_{кс})$



Для экспериментального изучения связи коэффициента проницаемости с кольматантонасыщением были проведены эксперименты по определению насыщения порового пространства кольматирующей средой с одновременным определением проницаемости.

На рис. 25 представлена зависимость $\ln(k_{зк}/k_0)$ от $\ln \times (1 - a_{кс})$ для искусственных образцов, где k_0 - коэффициент проницаемости образца по фильтрату. Экспериментальные точки в двойном логарифмическом масштабе ложатся на прямые линии. Значение коэффициента β_1 в общем случае зависит от исходной проницаемости и структуры порового пространства (параметра κ).

Таким образом, соотношение (3.7) может быть использовано для определения коэффициента проницаемости закольматированного объема, однако параметр β_1 должен определяться в каждом конкретном случае независимо.

ДИНАМИКА ОКОЛОСКВАЖИННЫХ ЗОН ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ ФИЛЬТРАТОМ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

Процессы изменения физических свойств в зоне проникновения. Дисперсионная среда в виде фильтрата промывочной жидкости проникает в пласт, образуя зону проникновения (см. рис. 4).

Внедрение фильтрата глинистого раствора в пласт приводит к изменению водонасыщения, минерализации, удельного электрического сопротивления и других физических свойств пласта. Эти изменения носят сложный, динамический характер (рис. 26). Как видно из рисунка, удельное электрическое сопротивление, зафиксированное в различные моменты времени, может изменяться в несколько раз. Такие изменения требуют тщательного учета при анализе ГИС. В свою очередь учет изменений физических свойств в зоне проникновения невозможен без детального анализа механизма этих изменений.

Анализ экспериментальных и теоретических исследований позволяет выделить две основные группы процессов: гидродинамические и массообменные. К гидродинамическим относятся процессы двухфазной фильтрации, капиллярные, смешивающегося вытеснения, перераспределения давлений и т.д. К массообменным относятся процессы адсорбции и десорбции, гидратации, выпадения солей, выщелачивания и некоторые другие. Одно-

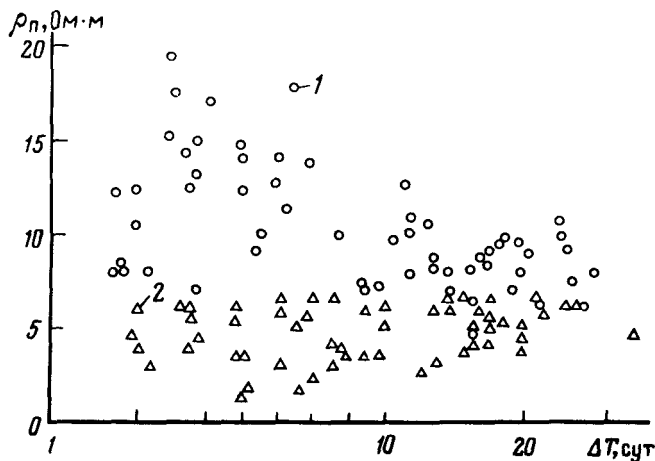


Рис. 26. Пример сопоставления удельного электрического сопротивления с временем, прошедшим после вскрытия пластов бурением:

1 - водонасыщенные пласты; 2 - нефтенасыщенные пласты

временный учет всех гидродинамических и массообменных процессов в зоне проникновения невозможен из-за трудностей натурного и теоретического исследований. В то же время в промысловой практике типичны ситуации, когда преимущественное изменение физических свойств происходит в результате одного или двух определяющих процессов. В связи с этим в настоящем разделе рассматриваются механизмы процессов, определяющих изменение свойств пласта в зоне проникновения продуктивных, водоносных и обводненных пластов.

4. Развитие исследований по изучению зоны проникновения продуктивных и водоносных пластов

4.1. Анализ физико-гидродинамических условий образования зоны проникновения продуктивных пластов

Особенности вытеснения нефти и газа фильтратом глинистого раствора. Согласно общепринятой схеме строения зоны проникновения (ЗП) при ее образовании выделяются две зоны (см. рис. 4): зона замещения или переходная зона, в которой происходит двухфазная фильтрация, и промытая зона (ПЗ), где процесс вытеснения уже завершен. В ПЗ нефть и газ являются остаточными. Если фильтрат глинистого раствора не взаимодействует с материалом пористой среды и насыщающими ее флюидами, то процесс вытеснения нефти и газа фильтратом является определяющим при изменении физических свойств ЗП. Большое количество публикаций по вопросу свидетельствует о чрезвычайной важности процесса для промысловой практики. В то же время, начиная с работ М. Маскета и С. Пирсона, считалось, что процессы проникновения фильтрата в пласт и процессы вытеснения нефти и газа при разработке залежи подобны друг другу. Это положение предопределило направленность и характер исследований по изучению явлений проникновения фильтрата в пласт. Теоретические исследования проводились на базе крупномасштабных гидродинамических моделей, принятых при проектировании и анализе разработки месторождений. Экспериментальные исследования проводились без соблюдения необходимых критериев динамического подобия.

Детальный анализ промыслово-геофизических исследований зоны проникновения с позиций имеющихся представлений показал явное несоответствие фактических данных имеющимся представлениям. В то же время исследования М. Маскета и С. Пирсона, являясь классическими, проводились несколько десятилетий тому назад и не отражают современных представлений. С гидродинамической точки зрения процесс локального вытеснения нефти и газа фильтратом глинистого раствора является процессом нестационарной двухфазной фильтрации в окрестности сква-

жины. Наиболее существенной особенностью этого процесса является влияние капиллярных сил. Из-за чрезвычайной сложности геометрического строения порового пространства коллектора нефти и газа действие капиллярных сил проявляется во всем объеме пористой среды, занятом как смачивающей, так и несмачивающей фазами. Влияние капиллярных сил приводит к тому, что в процессе вытеснения нефти и газа водой коэффициент вытеснения всегда оказывается меньше единицы. Смачивающая фаза задерживается в микропорах. Несмачивающая фаза остается в виде глобул в местах резкого расширения пор.

Теория двухфазной фильтрации базируется на обобщенном законе Дарси, установленном для медленной стационарной совместной фильтрации несмешивающихся жидкостей.

Согласно обобщенному закону Дарси пористая среда и одна из фаз рассматриваются как некая фиктивная пористая среда, в которой происходит фильтрация другой фазой. Такая схематизация предполагает, что при медленном стационарном течении смачивающая и несмачивающая фазы движутся каждая по своей системе поровых каналов, определяемых действующими силами и структурой порового пространства. Движение каждой из фаз происходит под действием "своего" фазового давления, а проницаемость фиктивной пористой среды определяется "своей" фазовой проницаемостью.

При гидродинамических исследованиях функции относительных фазовых проницаемостей удобно аппроксимировать формулами

$$f_2(k_B) = A(k_B - k_{об})^\alpha, \quad k_B^* \text{ — max поров. коэффициент} \quad (4.1)$$

$$f_1(k_B) = B(k_B^* - k_B)^\beta. \quad \text{Точность} \quad (4.2)$$

Характерной особенностью автомодельных фазовых проницаемостей является то, что обе фазы являются подвижны в диапазоне $k_B^* > k_B > k_{об}$.

Введем коэффициент относительного подвижного водонасыщения $\sigma = (k_B - k_{об}) / (k_B^* - k_{об})$. Подставляя выражение для коэффициента подвижного водонасыщения в формулы (4.1), (4.2), получаем

$$f_1(k_B) = f_1(k_{об})(1 - \sigma)^\beta, \quad (4.3)$$

$$f_2(k_B) = f_2(k_B^*)\sigma^\alpha, \quad (4.4)$$

т.е. $f_1(k_B) = f_1(k_{об})f_1(\sigma)$ и $f_2(k_B) = f_2(k_B^*)f_2(\sigma)$.

Отсюда следует, что нормированные фазовые проницаемости $f_1(\sigma)$ и $f_2(\sigma)$ являются функциями коэффициента подвижного водонасыщения σ и структуры порового пространства (α, β).

Величины $k_{of_2}(k_B^*)$ и $k_{of_1}(k_{об})$ - эффективные проницаемости по данной фазе.

Зависимости нормированных фазовых проницаемостей f_1 и f_2

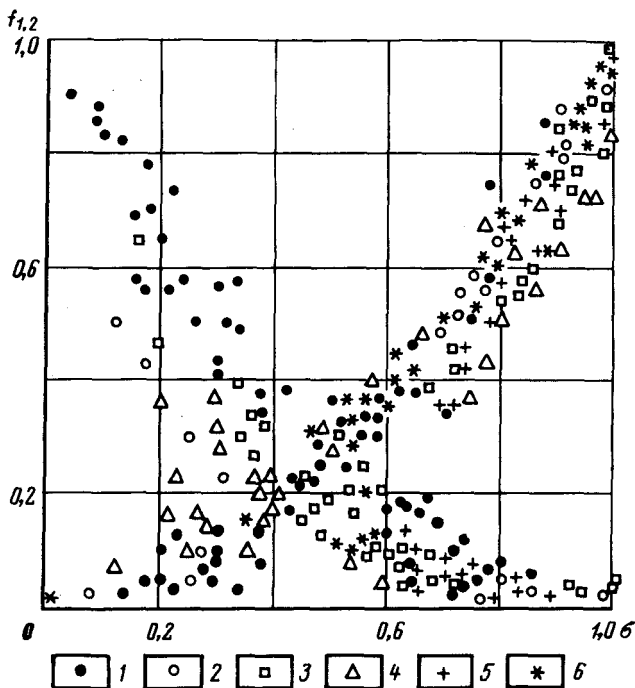


Рис. 27. Зависимости нормированных фазовых проницаемостей от коэффициента подвижного водонасыщения:

1 - мелкозернистые пески, 2 - тонкозернистые, 3 - среднезернистые, 4 - крупнозернистые, 5 - песчаники, 6 - известняки

от коэффициента подвижного водонасыщения σ для пород с разной литологией (пески, песчаники, известняки) группируются с незначительным разбросом около усредненных зависимостей (рис. 27).

Эффекты защемления при двухфазной фильтрации в окрестности скважины. Анализ кривых относительной фазовой проницаемости показывает, что коэффициент остаточного нефтегазонасыщения ($1 - k_s^*$) для широкого класса пластов-коллекторов меняется в узких пределах (от 10 до 30%). В то же время многочисленные исследования дают более высокие значения $k_{он}$ (40-60%) (Н.Н. Михайлов и др., 1982). Такие различия в значениях ОНН показывают, что в промытой зоне существуют значительные объемы нефти при ненулевых значениях автономной фазовой проницаемости. Неполнота вытеснения нефти и газа в промытой зоне связана с динамическим проявлением капиллярных сил, которые стремятся свести к минимуму поверх-

ность раздела смачивающей и несмачивающей фаз. Разность давлений в фазах представляет собой капиллярное давление p_k , направленное в сторону менее смачивающей фазы. Капиллярные давления обычно представляют в виде безразмерной функции Леверетта $J(k_n)$, характеризующей отношение капиллярного перепада давления к капиллярному давлению, развиваемому менисками в порах среднего радиуса \bar{r} , $J(k_n) = \frac{p_k(k_n)}{\bar{p}} = \frac{p_k(k_n)}{2\sigma \cos \theta} \bar{r}$. Выражая \bar{r} через абсолютную проницаемость, пористость и извилистость поровых каналов, имеем

$$p_k = \frac{2\sigma \cos \theta}{\sqrt{\frac{\tau \cdot k_0}{m_0}}} J(k_n).$$

Капиллярное давление как функция фазовых проницаемостей зависит от параметра Π_1 . Однако эксперименты показывают, что при больших значениях параметра Π_1 для функции капиллярного давления также наступает область автомодельности по этому параметру. Функция Леверетта выражается через коэффициент подвижного водонасыщения:

$$J(k_n) = J(k_{об}) \cdot J(\sigma). \quad (4.5)$$

Капиллярные силы влияют на характер распределения фаз в поровом пространстве. Соотношение капиллярных и внешних гидродинамических сил определяет условия вытеснения нефти и газа и контролирует объемы заземленной (остаточной) насыщенности. В зависимости от характера проявления капиллярных сил возможны различные механизмы образования остаточной нефти. Характер проявления капиллярных сил в промытой области определяется режимом вытеснения нефти и газа в переходных зонах. При малых градиентах давления распределения фаз в процессе вытеснения полностью контролируется действием капиллярных сил. Под действием капиллярного перепада смачивающая фаза внедряется в микропоры, в которых развивается максимальный перепад капиллярного давления. Несмачивающая фаза остается в макропорах, в местах расширения пор и в виде пленки на поверхности твердой фазы. Режимы вытеснения и образования остаточной нефти являются чисто капиллярными.

Преимущественное продвижение менисков по микропорам обуславливает наличие значительных объемов несмачивающей фазы в крупных порах. В ОЗ чисто капиллярный режим вытеснения проявляется только на стадии расформирования зоны проникновения. При формировании капиллярный режим вытеснения маловероятен. При вытеснении под действием гидродинамического перепада характер распределения фаз зависит от соотношений капиллярного и гидродинамического перепадов в масштабах области течения. При малых градиентах гидродинамического давления скорость продвижения менисков в некоторой

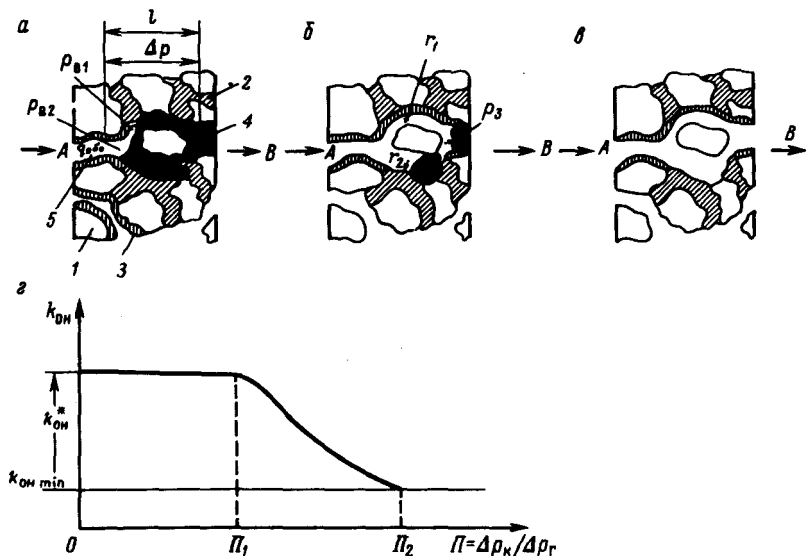


Рис. 28. Схема защемления несмачивающей фазы в окрестности скважины (а-в) и влияние условий вытеснения на остаточное нефтенасыщение в "промытой" зоне (г):

а - начальная стадия вытеснения; б - капиллярно-напорный режим; в - авто-модельный режим; г - зависимость $k_{он}$ от параметра Π ; А, В - направление фильтрации; 1 - вытесняющий агент; 2 - скелет; 3 - сорбированная нефть; 4 - подвижная нефть; 5 - цемент; 6 - капиллярно-защемленная нефть

части пор оказывается меньше скорости их движения под действием капиллярных сил. Вследствие этого происходит опережающее капиллярное вытеснение из пор с малым диаметром и прорыв смачивающей фазы по микропорам (защемление несмачивающей фазы в порах большого диаметра, рис. 28). В то же время в некоторой части наиболее крупных пор гидродинамического перепада оказывается достаточно для проталкивания защемленной фазы и вовлечение ее в общий фильтрационный поток. Такой режим вытеснения и образования защемленной фазы является капиллярно-напорным.

При капиллярно-напорном режиме характер распределения фаз определяется действием как капиллярных, так и гидродинамических сил. По мере роста градиента гидродинамического давления все большая доля пор охватывается чисто гидродинамическим вытеснением и величина защемленной насыщенности уменьшается. При некотором критическом значении градиента давления движение менисков по мелким порам становится соизмеримым со скоростью вытеснения по крупным порам и гидродинамический перепад полностью определяет систему поровых

каналов, по которым происходит движение каждой из фаз. Так как течение каждой из фаз происходит по своей системе каналов, то условия для заземления отсутствуют и ОНН соответствует конечной точке автомодельной фазовой проницаемости. При автомодельном режиме условия вытеснения не сказываются на значении ОНН, т.е. наступает автомодельность по параметрам условий вытеснения.

При дальнейшем увеличении градиента давлений автомодельный режим вытеснения постепенно переходит в прорывной. В прорывном режиме гидродинамический перепад давления превышает капиллярный и происходит прорыв смачивающей фазы по наиболее крупным порам. Несмачивающая фаза остается запертой в мелких и средних порах. Анализ ГИС и особенностей перераспределений давлений в системе ГК - пласт показывает, что основными режимами вытеснения нефти и газа фильтратом являются капиллярно-напорный и автомодельный.

Проведенный анализ показывает, что условия вытеснения в ОЗ и в пласте в целом существенно различны и в общем случае ни о каком подобии процессов вытеснения в зоне проникновения и в пласте не может быть и речи. Более того, даже в самой зоне проникновения процессы вытеснения могут протекать в существенно различных режимах.

Обоснование специальной физико-математической модели вытеснения нефти и газа фильтратом глинистого раствора. Наиболее характерной чертой вытеснения нефти и газа фильтратом является то, что вытеснение происходит при различных режимах в области, размеры которой соизмеримы с размерами радиуса скважины. Режимы вытеснения в ОЗ в общем случае определяются соотношением напорных, капиллярных и гравитационных сил. Напорные силы характеризуют распределение давлений в системе скважина - ГК - зона кольматации - зона проникновения - пласт. Напорные силы контролируют градиент гидродинамического давления при вытеснении. В процессе роста и уплотнения ГК, образования ЗК, увеличения размеров зоны проникновения градиент гидродинамического давления уменьшается. Это приводит к возрастанию влияния капиллярных сил на распределение фаз при фильтрации. Гравитационные силы влияют на гидродинамический градиент давлений, создавая в элементарном микрообъеме ОЗ дополнительный перепад давлений, обусловленный разностью плотностей фаз. В продуктивных нефтетегазоносных пластах действие гравитационных сил контролируется капиллярным перепадом давлений. Необходимым условием проявления гравитационных сил является выполнение соотношения

$$\Delta \rho g H / p_k \gg 1. \quad (3.6)$$

Влияние гравитационных сил зависит от средней насыщенности зоны проникновения, мощности и проницаемости пласта. Капиллярные силы существенно влияют на динамику водонасыщен-

ния при вытеснении нефти и газа фильтратом глинистого раствора, определяя режим вытеснения и эффекты защемления фаз. Капиллярные силы создают в пористой среде перепад давления, величина которого ограничена и не зависит от размера области. В то же время перепад внешнего давления, создающего фильтрационный поток, пропорционален скорости фильтрации и расстоянию. Таким образом, при малых скоростях фильтрации в ОЗ капиллярные силы намного превосходят внешний перепад давления, что приводит к заметному изменению водонасыщенности в промытой зоне. В случае контакта пластов с различными коэффициентами проницаемости и неразмытыми границами между ними действие капиллярных сил проявляется через концевые эффекты на границе пластов.

При выборе гидродинамической модели вытеснения необходимо учитывать специфические условия ГИС. В частности, для методов, обладающих различным радиусом исследования, важно знать водонасыщенность промытой зоны и характер распределения водонасыщенности в переходной зоне. ГИС проводятся в различное время после вскрытия пласта бурением, и для целей ГИС необходимы динамические модели изменения физических свойств пласта в процессе вытеснения нефти и газа фильтратом глинистого раствора.

Обобщение результатов изучения процессов вытеснения нефти и газа водой и данных ГИС показывает, что коэффициент водонасыщения в процессе двухфазной фильтрации в окрестности скважины определяется следующими основными параметрами:

$$k_{в\ зп} = f(g_2(t), \mu_{1,2}, t, m_0, k_0, \tilde{\sigma}, \cos\theta, r, r_s, k_{ов}, k_{в}^*)$$

$$k_{в\ пл}, f_{1,2}, p_k \} \quad (3.7)$$

Из зависимости (3.7) следует, что параметры, определяющие $k_{в\ зп}$, можно разделить на четыре группы в соответствии с их природой.

1. Группа гидродинамических параметров: расход фильтрата через ГК и зону кольматации $q_2(t)$, относительные фазовые проницаемости $f_{1,2}$, капиллярное давление p_k .

2. Группа геологических параметров: коэффициенты проницаемости k_0 , пористости m_0 , остаточной водонасыщенности $k_{ов}$, максимально возможной водонасыщенности пласта $k_{в}^*$. И условно сюда можно отнести коэффициент текущей водонасыщенности пласта $k_{в\ пл}$ в случае $k_{в\ пл} > k_{ов}$.

3. Группа поверхностно-молекулярных параметров: поверхностное натяжение $\tilde{\sigma}$, динамические вязкости фаз $\mu_{1,2}$ косинус краевого угла смачиваемости $\cos\theta$.

4. Группа технологических параметров, определяющая условия проведения ГИС: время t , радиус скважины r_s и радиус исследования метода r_k .

Динамическая модель процесса формирования зоны проникновения требует соответствия параметров всех четырех групп условиям, имеющим место при проведении геофизических исследований скважин.

В настоящее время хорошо разработаны методики определения коллекторских свойств пласта и поверхностно-молекулярных свойств насыщающих его флюидов. Необходимые параметры имеются практически для всех разведанных месторождений нефти и газа.

Необходимые технологические параметры также известны из теории ГИС и из условий проведения замеров в скважине. Радиус исследования методов колеблется от $1,5r_s$ до $(15-20)r_s$ и составляет в среднем $(2-4)r_s$. Именно в этом диапазоне и должна меняться величина текущего радиуса r в модели. При разработке модели принято $r_s \leq r \leq 10r_s$. Время проведения ГИС меняется в очень широких пределах - от нескольких часов после вскрытия продуктивной толщи до нескольких месяцев, а иногда и лет. При разработке модели учитывается весь диапазон изменения времени проведения ГИС.

Процесс проникновения фильтрата глинистого раствора в пласт ранее изучался путем лабораторного моделирования с использованием теоретических схем поршневого вытеснения и Баклея - Леверетта (см. подразд. 1). Лабораторное моделирование процесса, как правило, осуществлялось без соблюдения динамических критериев подобия и полученные таким образом результаты не могут отражать истинного распределения насыщенности в околоскважинной зоне.

Гидродинамической теорией, учитывающей совместное влияние на двухфазную фильтрацию капиллярных, напорных и гравитационных сил, является теория Раппопорта - Лиса. Она позволяет исследовать динамику водонасыщения в зависимости от всех параметров, влияющих на процесс двухфазной фильтрации. С помощью этой теории можно проводить исследования капиллярно-напорного и автомодельного режимов вытеснения.

Гидродинамические исследования многофазной фильтрации связаны с изучением уравнений в частных производных, которые для реальных сложных областей не имеют аналитических решений. Поэтому для исследования многофазных течений в пористых средах широко используется численное моделирование. Наиболее распространенным численным методом, применяемым для решения задач фильтрации, является метод сеток.

4.2. Разработка методики моделирования процессов вытеснения нефти и газа фильтратом глинистого раствора

Гидродинамическая модель вытеснения нефти и газа фильтратом глинистого раствора. Рассмотрим продуктивный пласт-коллектор мощностью H , пересеченный скважиной радиусом r_s .

Пласт бесконечный по простиранию. Кровля и подошва пласта непроницаемые для каждой из фаз. Вытесняющая фаза (фильтрат) не является активной по отношению к пористой среде и насыщающих ее флюидам. Сжимаемость материала пористой среды и насыщающих ее флюидов пренебрежимо мала, а гравитационный эффект несущественен. При этих ограничениях нестационарная двухфазная фильтрация в ОЗ пласта подчиняется обобщенному закону Дарси

$$q_i = -[k_0 f_i(k_B) / \mu_i] \text{grad} p_i 2\pi r H. \quad (4.8)$$

Рассмотрим двухфазную фильтрацию относительно коэффициента подвижного водонасыщения, тогда обобщенный закон Дарси запишется в виде

$$q_i = -[k_{\text{эф}i} f_i(\sigma) / \mu_i] \text{grad} p_i 2\pi r H. \quad (4.9)$$

Используя соотношения между давлениями в фазах и капиллярным давлением и уравнения неразрывности для каждой из фаз, выразим расход фильтрата через коэффициент подвижного водонасыщения:

$$q_2 = [f_2(k_B^*) f_2(\sigma) / \mu_2] [f_1(k_{\text{об}}) f_1(\sigma) / \mu_1 + f_2(k_B^*) f_2(\sigma) / \mu_2]^{-1} \times \\ \times \{q(t) + [2\pi r H k_0 f_1(k_B^*) f_1(\sigma) / \mu_1] [p_K(k_{\text{об}}) dJ/d\sigma \cdot \partial_r \sigma]\}, \quad (4.10)$$

где $p_K(k_{\text{об}}) = p_K \cdot J(k_{\text{об}})$.

Используя уравнения неразрывности для фильтрата, получим уравнение двухфазной фильтрации (Раппопорта - Лиса) относительно коэффициента подвижного водонасыщения

$$2\pi m_0 H (k_B^* - k_{\text{об}}) \partial_t \sigma + r^{-1} q(t) F'(\sigma) \partial_r \sigma (k_B^* - k_{\text{об}}) + \\ + r^{-1} \partial_r [2\pi r H k_0 F(\sigma) f_1(k_{\text{об}}) f_1(\sigma) p_K(k_{\text{об}}) \cdot (dJ/d\sigma) / \mu_1 \partial_r \sigma] = 0, \quad (4.11)$$

где $F(\sigma) = \mu_0 f_2(\sigma) [\mu_0 f_2(\sigma) f_2(k_B^*) / f_1(k_{\text{об}}) + f_1(\sigma)]^{-1}$;

$$\mu_0 = \mu_1 / \mu_2.$$

Приведем уравнение (4.11) к безразмерному виду, для этого перейдем к новым переменным r^* и t^* :

$$r^* = r/R_x, \quad t^* = q_{\text{он}} t / 2\pi R_x^2 H m_0, \quad (4.12)$$

где $q_{\text{он}}$ - объемный расход фильтрата в начальный момент времени t_0 , R_x - характерный размер ЗП. Обозначим новые переменные теми же буквами и запишем уравнение Раппопорта - Лиса в безразмерном виде:

$$\partial_t \sigma + r^{-1} q_0(t) \partial_r F(\sigma) + r^{-1} B \partial_r (rK(\sigma) \partial_r \sigma) = 0, \quad (4.13)$$

где $q_0(t) = q(t)/q_{\text{он}}$; $K(\sigma) = F(\sigma) f_1(\sigma) dJ(\sigma)/d\sigma$;

$$B = 2\pi H \bar{\sigma} \cos \theta f_1(k_{\text{ов}}) J(k_{\text{ов}}) \sqrt{\tau m_0 k_0} / \mu_1 q_{\text{он}} (k_b^* - k_{\text{ов}}).$$

Уравнение (4.13) будем рассматривать в области $r_s \leq r \leq r_1(t)$, где $r_1(t)$ - функция, определяемая в зависимости от закона движения радиуса ЗП. Рассмотрим начальные и граничные условия. Исследования фильтрации через ГК и ЗК показывают, что расход фильтрата, поступающего в пласт через эти зоны, зависит от целого ряда трудно контролируемых технологических параметров (см. подразд. 2.7). В то же время в большинстве практически важных случаев размеры ГК и ЗК на момент проведения ГИС много меньше размеров ЗП. Поэтому при моделировании эффектов взаимодействия ГК и зоны кольматации с пластом размерами этих зон можно пренебречь, а их влияние моделировать функцией объемного расхода фильтрата в пласт от времени $q_0(t)$.

Вид зависимости $q_0(t)$ определяется исходя из технологического режима формирования ЗП (см. подразд. 2.8). Зависимость $q_0(t)$ может быть получена и непосредственно путем решения задачи о распределении эффективных напряжений в окколскважинной зоне (И.Г. Ярмахов, М.К. Полшков).

Как показало сопоставление результатов, оба подхода дают качественно одинаковые результаты. Однако, учитывая сложный характер перераспределения эффективных напряжений в системе ГК - ЗК - ЗП - пласт, обусловленный уплотнением корки и отложением кольматанта, с практической точки зрения задание функции $q_0(t)$ является более удобным и позволяет проанализировать все основные технологические ситуации, встречающиеся в практике.

В области ЗП, непосредственно прилегающей к скважине, через очень короткий промежуток времени происходит полная промывка. В соответствии со сказанным в подразд. 4.1 при $r = r_s$ должно выполняться условие $\text{grad} p_2 = \text{grad} p_k$ или $\text{grad} p_1 = 0$. Выражая градиент давления в несмачивающей фазе через функции безразмерного расхода, капиллярного давления и фазовой проницаемости f_2 , получаем условие на стенке скважины

$$\partial_r \sigma(r_s, t) = q_0(t) / r_s B \mu_0 [f_2(k_B^*) / f_1(k_{OB})] \cdot f_2(\sigma) J'(\sigma) (k_B^* - k_{OB}) \quad (4.14)$$

при $0 \leq \sigma(r_s, t) \leq 1$.

В качестве начального зададим распределение подвижной водонасыщенности в момент времени $t = 0$, которое определяется соотношением

$$\sigma(r, 0) = \Psi(r), \quad (4.15)$$

где $\Psi(r)$ - заданная функция. На этапе формирования зоны проникновения $\sigma(r, 0) = \sigma_{пл}$. Распределение возмущения по водонасыщенности происходит с конечной скоростью, и на некоторой линии $r = r_1(t)$, лежащей в невозмущенной области, можно подставить второе граничное условие

$$\sigma|_{r=r_1(t)} = 0. \quad (4.16)$$

Уравнение (4.13) совместно с условиями (4.14) - (4.16) полностью определяет двухфазную фильтрацию в зоне проникновения. Инспекционный анализ этого уравнения и граничных условий позволяет определить зависимость коэффициента водонасыщения от следующих определяющих безразмерных параметров и функции:

$$\sigma = \Phi\{B, t, r, r_s, q_0(t), \mu_0 f_2(k_B^*) / f_1(k_{OB}), f_1(\sigma), f_2(\sigma), J(\sigma), \sigma_{пл}, (k_B - k_{OB})\}. \quad (4.17)$$

В последнее соотношение входят только безразмерные параметры. Это означает, что в случае, когда свойства реальных пластов и параметры вытеснения будут существенно различны, но безразмерные параметры из набора (4.17) одинаковы - динамика водонасыщения будет неизменной. Таким образом, безразмерные параметры, входящие в функциональную связь (4.17), являются параметрами подобия для моделирования двухфазной фильтрации в ОЗ. Натурное моделирование вытеснения нефти и газа фильтратом глинистого раствора с соблюдением необходимых параметров подобия в настоящее время отсутствует, поэтому ниже приведены результаты численного моделирования (Н.Н. Михайлов, П.А. Яницкий)

4.3. Изучение процессов вытеснения нефти и газа из околоскважинной зоны и влияния геотехнологических факторов на эти процессы

В ОЗ радиус скважины является характерным радиусом $R_x = r_s$, он входит в число определяющих параметров из набора (4.17). Наличие R_x не позволяет использовать автомодельные решения для уравнения двухфазной фильтрации. Неавтомодельным

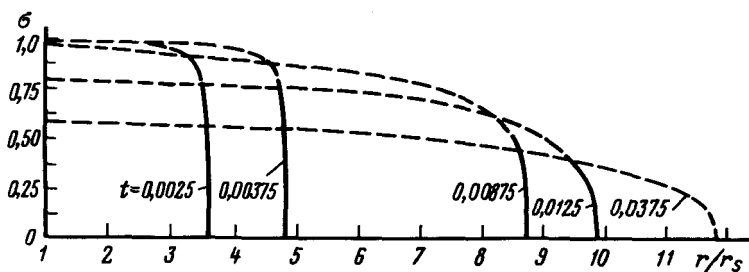


Рис. 29. Пространственно-временные распределения коэффициента подвижного водонасыщения в процессе проникновения глинистого раствора в газоносный пласт

является и граничное условие на стенке скважины (4.17). В соответствии с этим изучение динамики вытеснения нефти и газа фильтратом глинистого раствора проводилось путем численного моделирования.

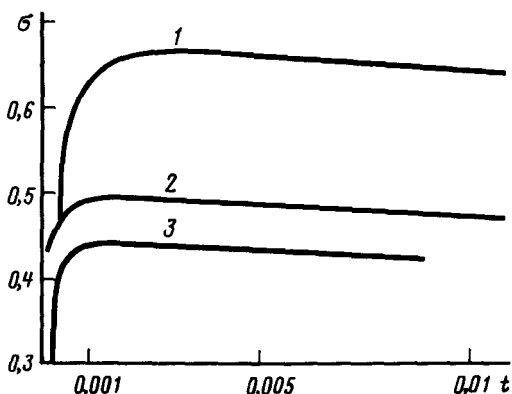
В процессе проникновения фильтрата глинистого раствора в пласт обычно выделяют два этапа. Вытеснение под действием гидродинамического перепада давления ($q_0(t) > 0$) и проникновения фильтрата глинистого раствора в пласт под действием только капиллярного перепада давлений ($q_0(t) = 0$). Оба процесса описываются вышеприведенной гидродинамической моделью. Из зависимостей рис. 29 видно, что в зоне, прилегающей к стенке скважины, относительно быстро образуется промытая зона, водонасыщение в которой остается почти неизменным.

При формировании ЗП полное вытеснение газа в промытой зоне показывает, что режим вытеснения является автомодельным относительно условий вытеснения. По мере падения скорости поступления фильтрата в пласт автомодельный режим вытеснения переходит в капиллярно-напорный (на рис. 29 при $t = 0,00875$). Уменьшение скорости поступления фильтрата глинистого раствора в пласт приводит к уменьшению коэффициента подвижного водонасыщения в промытой зоне, что соответствует началу стадии расформирования ЗП (на рис. 29 при $t = 0,00875$). При стремлении расхода фильтрата глинистого раствора к нулю капиллярно-напорный режим вытеснения переходит в капиллярный, и этап формирования ЗП переходит в этап ее расформирования (на рис. 29 $t = 0,0125$ и $0,0375$). Изменение коэффициента подвижного водонасыщения в области чувствительности МБК ($r_{и} = 2,5r_s$) иллюстрируется зависимостями, приведенными на рис. 30. Из приводимых графиков, видно что в области чувствительности микрометодов ГИС при формировании ЗП коэффициент подвижного водонасыщения сначала растет во времени, достигает максимальных значений, соответствующих водонасыщению промытой зоны (t_0), а затем начинается его постепенное уменьшение, соответствующее началу рас-

Рис. 30. Изменение во времени коэффициента подвижного водонасыщения σ в области чувствительности МБК.

B, μ_0 равны соответственно:

1 - 10, 1; 2 - 10², 1;
3 - 10², 3



формирования. Как на стадии формирования, так и на стадии расформирования образуется четкий фронт проникновения фильтрата глинистого раствора в пласт, что хорошо согласуется с результатами экспериментальных и теоретических исследований.

Важным обстоятельством является то, что расформирование ЗП может происходить на фоне продолжающегося формирования ($q_0(t) \neq 0$). Таким образом, критерием окончания формирования ЗП является начало процесса расформирования за счет капиллярной пропитки.

Влияние глинистой корки и зоны кольматации на динамику вытеснения нефти и газа фильтратом глинистого раствора. В используемой гидродинамической модели свойства ГК и ЗП определяют расход фильтрата промывочной жидкости, поступающей в пласт, т.е. влияют на параметры $q_0(t)$, B и t . Закон изменения расхода во времени будет различным в зависимости от наличия или отсутствия зоны кольматации, наличия или отсутствия циркуляции промывочной жидкости в стволе скважины. Из проведенных в подразд. 2.1 исследований следует, что при отсутствии циркуляции расход через ГК

$$q(t) = A / (t - t_0)^{1/2}, \quad (4.18)$$

где A/t_0 - начальный расход фильтрата, A - постоянный коэффициент (см. подразд. 2.8). При наличии циркуляции скорость поступления фильтрата через ГК постоянна. В реальных скважинных условиях время поступления фильтрата в пласт при наличии и отсутствии циркуляции определяется технологическими параметрами бурения. Время циркуляции может составлять от 15 до 60% от общего времени воздействия раствора на пласт. При образовании ЗК как в статическом режиме, так и в режиме циркуляции относительное изменение расхода фильтрата промывочной жидкости имеет экспоненциальный характер и определяется выражением

$$q(t) = \exp[-A_1/(t + t_0)], \quad (4.19)$$

где $\exp(-A_1 t_0)$ - начальный расход фильтра. В общем случае в начальный период времени эффект кольтматации несущественен, и изменение $q(t)$ происходит по закону (4.18). На более поздней стадии функции $q(t)$ определяется соотношением (4.19). Обобщенной зависимостью для любых ситуаций будет зависимость

$$q(\tau) = \exp(B_1 \tau) / \tau^{1/2}, \quad (4.20)$$

где B_1 - постоянный коэффициент, $\tau = t + t_0$.

Проницаемость ГК и зоны кольтматации влияет на параметры B и t . Чем меньше проницаемость ГК и ЗК, тем больше параметр t и меньше - параметр B . На рис. 31 показаны пространственно-временные распределения коэффициента водонасыщения в ОЗ для максимальной и минимальной скорости проникновения через глинистую корку и зону кольтматации. Значения относительной

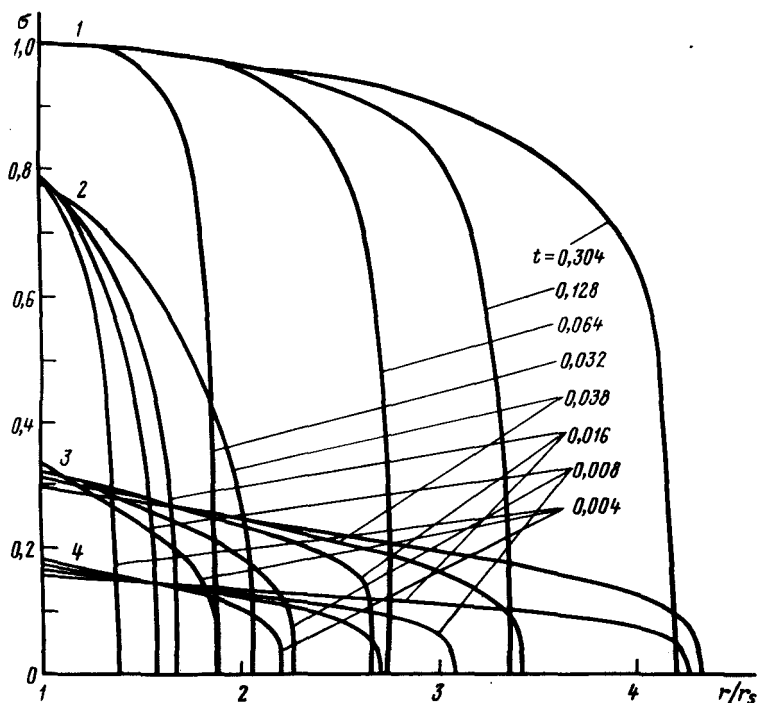


Рис. 31. Влияние скорости проникновения фильтра через глинистую корку и зону кольтматации на динамику вытеснения газа (1, 2) и нефти (3, 4):
 1 - $B = 12$, $\mu_0 = 0,01$; 2 - $B = 10^3$, $\mu_0 = 0,01$; 3 - $B = 10^3$, $\mu_0 = 10$; 4 - $B = 10^3$, $\mu_0 = 100$

вязкости в обоих случаях были одинаковы ($\mu_0 = 0,01$, $\sigma_{пл} = 0$, $(k_a^* - k_{об}) = 0,8$). Из сопоставления графиков рис. 31 видно, что при $B = 125$ в области, прилегающей к стенке скважины, подвижный газ полностью вытеснен фильтратом, а при $B = 1000$ произошло лишь частичное его замещение. Таким образом, когда проницаемость ГК и ЗК велика, режим вытеснения газа фильтратом близок к автотемпературному, с уменьшением проницаемости этих зон возрастает доля капиллярно-защемленного газа, и режим вытеснения существенно не автотемпературный. На том же рисунке приведены аналогичные результаты для вытеснения нефти фильтратом. Из сопоставления коэффициентов водонасыщения следует, что с уменьшением проницаемости ГК и ЗК (увеличение параметра B) коэффициент подвижного водонасыщения в промытой зоне нефтяного пласта также увеличивается. Режим вытеснения капиллярно-напорный. С уменьшением параметра B радиус ЗП возрастает. Таким образом, результаты численного моделирования показывают, что расход фильтрата через ГК и ЗК определяет значения коэффициента водонасыщения в промытой зоне. Этот вывод был сделан автором. Позже был подтвержден результатами, полученными М.К. Полшковым и И.Г. Ярмаховым, которые установили, что при изменении коэффициента проницаемости ГК от 0,1 до 10 мкм² коэффициент водонасыщения в ОЗ изменяется на 25%. К такому же выводу затем пришли и американские исследователи (С.А. Хольдич и др.).

Влияние вязкости нефти и газа на динамику их вытеснения фильтратом глинистого раствора. В используемой гидродинамической модели различия между нефтями, а также между нефтью и газом проявляются через безразмерный параметр $\mu_0 f_1(k_a^*) / f_2(k_{об})$. Проанализируем влияние относительной вязкости на динамику вытеснения, считая B и $q_0(\tau)$ неизменными, а $f_1(k_a^*) / f_2(k_{об}) \approx 1$. С целью изучения влияния относительной вязкости μ_0 на динамику водонасыщения было проведено моделирование при различных значениях отношения вязкости газа или нефти к вязкости фильтрата μ_0 . Оказалось, что относительная вязкость существенным образом сказывается на значениях коэффициента водонасыщения ОЗ. На рис. 32 даны распределения коэффициента водонасыщения в различные моменты безразмерного времени t для случая $B = 1000$, $\sigma_{пл} = 0$, $(k_a^* - k_{об}) = 0,8$ при различных значениях относительной вязкости μ_0 . Из приводимых графиков видно, что относительная вязкость существенным образом влияет на водонасыщенность зоны проникновения. С увеличением вязкости нефти уменьшается коэффициент водонасыщения в ОЗ увеличивается радиус ЗП. При этом в ОЗ образуется область с практически постоянным по радиусу коэффициентом водонасыщения. По мере роста относительной вязкости размеры этой области также увеличиваются.

Для случая газа и маловязкой нефти ($\mu_0 \approx 0,01-1$) в

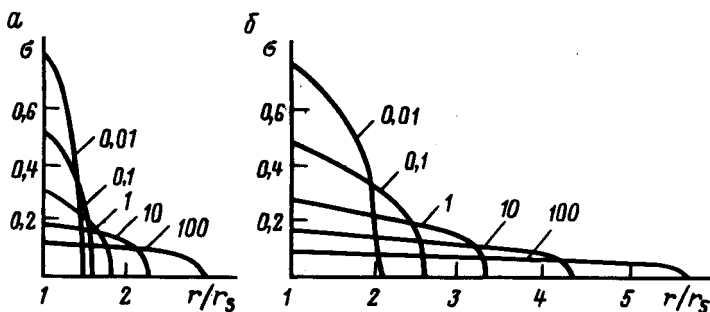


Рис. 32. Пространственные распределения коэффициента подвижного водонасыщения в начальной (а) и завершающей (б) стадиях формирования зоны проникновения.

Шифр кривых - значение относительной вязкости (μ_0)

начальный момент формирования зоны ЗП в ОЗ имеет место значительная радиальная неоднородность по водонасыщению, которая влияет на показание методов ГИС с малой глубиной исследования (МЗ, ГГМ, ННМ-НТ). В случае высоковязких нефтей ($\mu_0 = 10 - 100$) радиальная неоднородность по водонасыщению будет влиять только на показания методов ГИС со значительным радиусом исследования (БМ, ИМ, БЭЗ). Из приведенного анализа следует, что для нефтей повышенной вязкости изменение водонасыщения ОЗ при проникновении фильтрата в пласт незначительно. Этот вывод хорошо согласуется с результатами геофизических исследований на месторождениях высоковязких нефтей. Имеющийся промысловый опыт показывает, что на таких объектах методами ГИС зона проникновения, как правило, не фиксируется.

Влияние водонасыщения пласта на динамику вытеснения нефти и газа фильтратом глинистого раствора. Коллекторы нефти и газа могут содержать как связанную (гидродинамически неподвижную воду), так и воду, способную свободно передвигаться в пласте. К числу последних относятся недонасыщенные и обводненные пласты, а также переходные зоны нефть - вода и газ - вода. Влияние гидродинамически неподвижной (остаточной) водонасыщенности $k_{ов}^*$ так же, как и максимально возможной водонасыщенности (k_b^*), в данной модели проявляется через безразмерный комплекс $S = (k_b^* - k_{ов}^*)$, оказывающий влияние на водонасыщение полностью промытой зоны. Для анализа влияния этого параметра было проведено моделирование при различных значениях ($S = 0,3; 0,4; 0,5$). Остальные параметры, входящие в функциональное соотношение (4.17), неизменны. Из приводимых на рис. 33 графиков видно, что изменение остаточной водонасыщенности пласта очень слабо сказывается на водо-

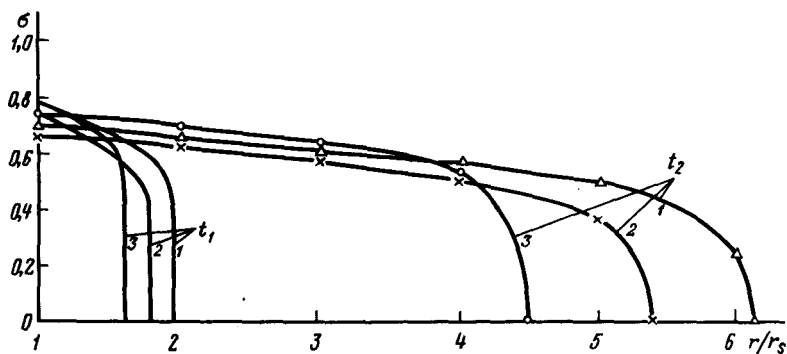


Рис. 33. Профили коэффициента подвижного водонасыщения на моменты начала (t_1) и конца (t_2) формирования зоны проникновения при различных значениях коэффициента остаточного водонасыщения пласта $k_{об}$:
 1 - 0,6; 2 - 0,5; 3 - 0,4

насыщении промытой зоны. Так, при изменении $k_{об}$ от 0,3 до 0,6 водонасыщение промытой зоны изменилось всего лишь на 7%. При увеличении остаточного водонасыщения радиус зоны проникновения растет.

Вывод о слабом влиянии остаточного водонасыщения на водонасыщенность промытой зоны и зоны проникновения оказался неожиданным и противоречащим представлениям, существующим в промышленной геофизике. При интерпретации ГИС широко используются корреляционные связи типа $k_{в\text{ пр}} = k_{об}^{1/3}$ или $k_{в\text{ пр}} = A + Bk_{об}$, предполагающие однозначную связь водонасыщения промытой зоны с остаточной водонасыщенностью. На рис. 34 показано сопоставление коэффициента водонасыщения промытой зоны с остаточным водонасыщением. Эти данные получены в результате обработки экспериментов по лабораторному моделированию заводнения для условий разных месторождений. Как видно из рис. 34, связь коэффициента водонасыщения промытой зоны с остаточным водонасыщением отсутствует.

Рассмотрим влияние подвижного водонасыщения пласта на динамику вытеснения ($\sigma_{пл} \neq 0$). На рис. 35 даны распределения подвижного водонасыщения ЗП для пластов, в которых на момент вскрытия движение флюидов отсутствует. Приведенные распределения показывают, что водонасыщение в ОЗ пласта меняется незначительно. Так, при изменении $k_{в\text{ пл}}$ от 0,3 до 0,6 (кривые 2 и 4 на рис. 35) подвижное водонасыщение в промытой зоне ($R_{пп} \leq 1,5r_s$) изменилось всего на 6%. В то же время с увеличением коэффициента подвижного водонасыщения пласта характер распределения водонасыщенности в ЗП существенно меняется. С ростом подвижного водонасыщения пласта увеличиваются размеры ЗП. Распределение водонасыщения в зоне становится более пологим, исчезает ярко выраженный фронт про-

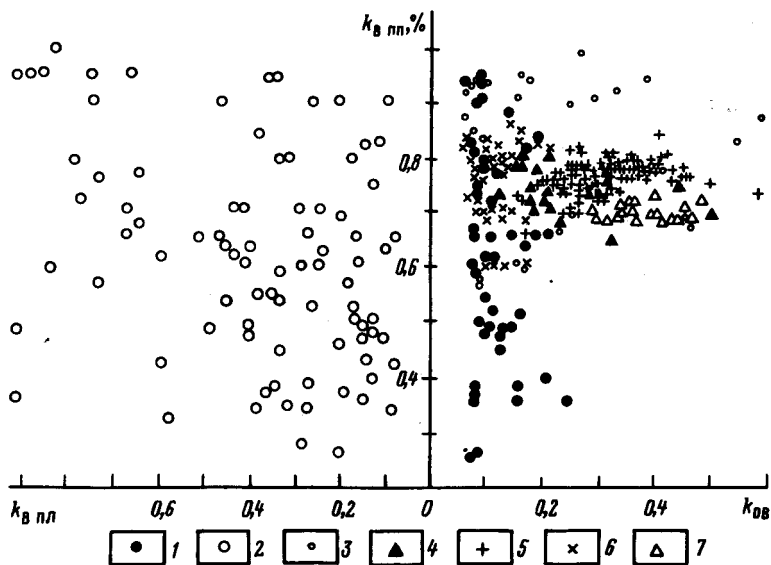


Рис. 34. Сопоставление коэффициента водонасыщения промьтой зоны $k_{в пр}$ с коэффициентом остаточного $k_{ов}$ и текущего $k_{в пл}$ водонасыщения пласта по результатам моделирования заводнения (1-4), анализа керна из обводнившихся пластов (5), по данным МБК (6) для месторождений Западной Сибири (1), Урало-Поволжья (2), Западной Украины (3), Калифорнийских песчаников (4), Туймазинского (5, 6)

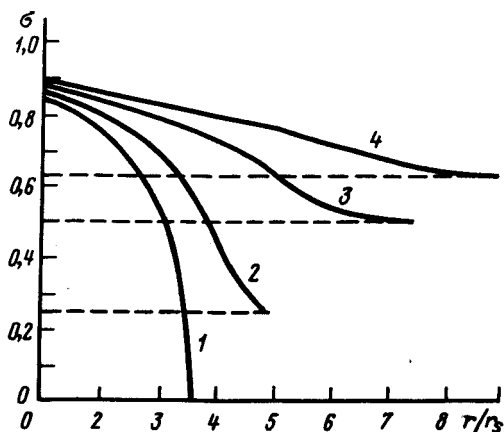


Рис. 35. Распределения коэффициента подвижного водонасыщения в зоне проникновения на момент окончания ее формирования при различных значениях насыщенности пласта подвижной водой

никновения, вместо которого появляется плавная переходная зона.

Результаты численного моделирования показывают, что и в этом случае отсутствует связь коэффициента водонасыщения промытой зоны с коэффициентом подвижной водонасыщенности пласта. Этот вывод подтверждается данными промыслово-геофизических исследований (см. рис. 34). Как видно из рисунка, связь $k_{в\text{ пл}} = f(k_{в\text{ пл}})$ также отсутствует. Проведенный анализ влияния водонасыщения позволяет сделать еще один практически важный вывод: при изучении и анализе коэффициента водонасыщения промытой зоны начальное и текущее водонасыщение пласта можно не принимать во внимание, так как они слабо влияют на водонасыщение промытой зоны.

Автомодельность процессов вытеснения нефти и газа фильтратом глинистого раствора. Динамика вытеснения нефти и газа фильтратом в общем случае зависит от всех параметров подобия (4.17). Как указывалось ранее, число этих параметров 11. Если каждый из них меняется в широком диапазоне, то для изучения его влияния необходимо провести 5-10 экспериментов или расчетов. Таким образом, общее количество исходных зависимостей составит (5-10)¹¹. Такое количество исходных зависимостей не позволяет провести инженерный анализ и обобщение, необходимые для целей ГИС. Более того, огромное количество вероятных комбинаций не позволит даже идентифицировать конкретные ситуации.

Для инженерного обобщения результатов исследования динамики вытеснения нефти и газа автором был применен новый подход, базирующийся на построении динамических моделей ЗП. Из анализа влияния свойств ГК и ЗК на динамику вытеснения следует, что оно аналогично влиянию относительной вязкости μ_0 . При возрастании скорости проникновения фильтрата в пласт происходит более полное вытеснение нефти и газа в ОЗ. Аналогичная картина наблюдается при уменьшении вязкости нефти. Указанные эффекты объясняются механизмом действия капиллярных сил, рассмотренным в подразд. 4.1. При малых градиентах гидродинамического давления (малый расход, большое вязкостное сопротивление движению фильтрата) действие капиллярных сил проявляется через блокировку части несмачивающей фазы в некоторой доле порового пространства. Эта часть несмачивающей фазы является капиллярно-удержанной и не принимает участия в вытеснении.

При увеличении перепада давления (снижение вязкостного сопротивления, увеличение расхода фильтрата в пласт) гидродинамический перепад давлений превосходит капиллярный и часть заблокированного объема несмачивающей фазы включается в общий фильтрационный процесс.

Проведенный анализ позволил предположить наличие общей зависимости, объединяющей параметры B и $\mu_{0f_2}(k_{в}^*)/f_1(k_{об})$.

Так как основное сопротивление движению оказывает вязкость смачивающей фазы, то зависимость $\sigma = f(B, \mu_0 f_2(k_v^*)/f_1(k_{об}))$ при остальных фиксированных параметрах можно представить в виде $\sigma = f(B\mu_0 f_2(k_v^*)/f_1(k_{об}))$. Обозначим произведение $B\mu_0 \times f_2(k_v^*)/f_1(k_{об})$ буквой Π . В размерном виде

$$\Pi = \frac{2\pi\tilde{\sigma}\cos\theta\sqrt{m_0k_0}J(k_{об})f_2(k_v^*)H}{q_{он}\mu_2(k_v^* - k_{об})} \quad (4.21)$$

Из формулы (4.21) следует, что параметр Π зависит от вязкости смачивающей фазы μ_2 и не зависит от вязкости несмачивающей фазы μ_1 . Обработка результатов моделирования показала, что пространственно-временные распределения коэффициента подвижного водонасыщения зоны проникновения тождественны при одинаковых значениях параметра Π (рис. 36).

Как видно из рис. 36, эти распределения практически совпадают. Для выяснения физической сущности параметра Π рассмотрим отношение капиллярного перепада давлений к гидродинамическому. Выражая это соотношение через параметр Π , имеем

$$p_k/\Delta p_r = \Pi J(\sigma) f_2(\sigma) (k_v^* - k_{об}) r / \Delta r, \quad (4.22)$$

т.е. параметр Π пропорционален отношению капиллярного перепада давлений к гидродинамическому; это капиллярно-напорный комплекс, характеризующий вытеснение. При $\Pi \gg 1$ режимы вытеснения и распределения фаз являются чисто капиллярными. При $\Pi \ll 1$ гидродинамический перепад полностью определяет режим фильтрации и распределения фаз и вытеснения автомодельно по параметру Π . Границы режимов вытеснения определяются критическими значениями параметра Π .

Результаты численного моделирования показали, что коэффициент подвижного водонасыщения на стенке скважины связан параметром Π соотношением

$$\sigma|_{r=r_s} = A(\Pi)^\alpha, \quad \alpha < 0, \quad (4.23)$$

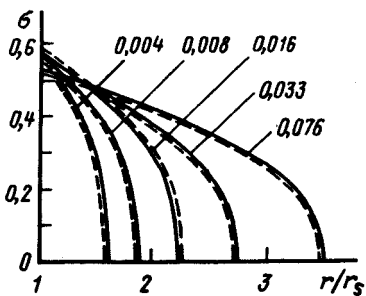


Рис. 36. Сопоставление пространственно-временных распределений подвижного водонасыщения при формировании зоны проникновения при одинаковых значениях параметров Π : 1 - $B = 10^3$, $\mu_0 = 0,1$; 2 - $B = 10^2$, $\mu_0 = 1$. Шифр кривых - безразмерное время

где A и α - постоянные коэффициенты, показатель степени α зависит только от структуры порового пространства (вида функций фазовых проницаемостей и капиллярного давления). Связь (4.23) имеет место до критического значения параметра Π ($\Pi = \Pi_{кр}$). Значение $\Pi_{кр}$ соответствует коэффициенту подвижного водонасыщения, равному единице. При $\Pi > \Pi_{кр}$ наступает автомодельность по параметру Π и зависимость $\sigma(r_s, t) = f(\Pi)$ переходит в зависимость $\sigma|_{r=r_s} = 1$, соответствующую автомо-

дельному режиму вытеснения. С использованием параметра $\Pi_{кр}$ соотношение (4.23) представляется в виде

$$\sigma|_{r=r_s} = (\Pi/\Pi_{кр})^\alpha. \quad (4.24)$$

Расчеты показали, что значение параметра $\Pi_{кр}$ близко к единице.

Проведенный выше анализ динамики подвижного водонасыщения позволил сократить число определяющих параметров (4.17) до 10. Однако общее число оставшихся параметров подобия также слишком велико. Для дальнейшего обобщения автор использовал принципы построения автомодельных асимптотик, которые в последнее время находят широкое применение в различных областях науки и техники. В предыдущем разделе было установлено, что на стадии формирования с достаточной для практики точностью значение подвижного водонасыщения на стенке скважины можно считать заданной постоянной величиной. Это позволяет перейти от граничного условия (4.24) к условию $\sigma|_{r=r_s} = \sigma_{r_s}$, где σ_{r_s} - известная величина.

Практическое постоянство коэффициента подвижного водонасыщения на стенке скважины и малые по сравнению с радиусом ЗП размеры скважины позволили предположить наличие на этапе формирования ЗП устойчивой автомодельной асимптотики. Для проверки этого предположения были рассмотрены закономерности роста радиуса ЗП во времени. Расход фильтрата соответствовал случаю образования глинистой корки (рис. 37). Обработка полученных результатов позволила представить зависимость $R_{3п} = f(\Pi, t)$ в виде

$$R_{3п} = A_3 \Pi^{\beta_3} t^{\alpha_3}, \quad (4.24a)$$

где A_3 , β_3 и α_3 - постоянные коэффициенты. Степенная зависимость $R_{3п}(t)$ указывает на возможность существования устойчивой автомодельной асимптотики. Из фундаментальных исследований по свойствам промежуточных асимптотик (Г.И. Баренблатт) известно, что для автомодельных процессов любые характеристики процесса, представленные в автомодельных координатах, в различные моменты времени описываются единой кривой.

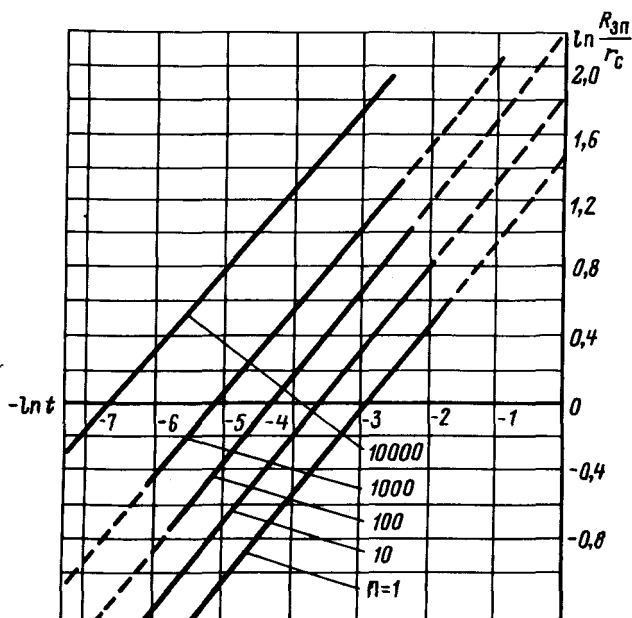


Рис. 37. Зависимости логарифма относительного радиуса зоны проникновения ($\ln \frac{R_{3n}}{r_c}$) от логарифма безразмерного времени ($\ln t$).

Шифр кривых - значение параметра Π

Процесс вытеснения нефти и газа фильтратом в любой момент времени может быть однозначно охарактеризован двумя пространственными масштабами $R_{3n}(t)$ и r_s и одной текущей координатой r . Основной характеристикой вытеснения является коэффициент подвижного водонасыщения $\sigma(r, t)$. Учитывая, что на стенке скважины $\sigma(r_s, t) = \sigma_{\max} \approx \text{const}$, распределение коэффициента подвижного водонасыщения в ОЗ будем искать в виде

$$\sigma(r, t) = \sigma_{\max} f\left\{\frac{(r - r_s)}{[R_{3n}(t) - r_s]}\right\}.$$

Для определения вида безразмерной функции $f\left(\frac{(r - r_s)}{[R_{3n}(t) - r_s]}\right)$ была проведена обработка результатов численного моделирования в координатах $\sigma(r, t)/\sigma_{\max} - (r - r_s)/[R_{3n}(t) - r_s]$, рис. 38. Как видно из приводимых зависимостей, для всех значений Π пространственно-временные распределения подвижного водонасыщения в автомодельных координатах с необходимой для практики точностью представляются едиными

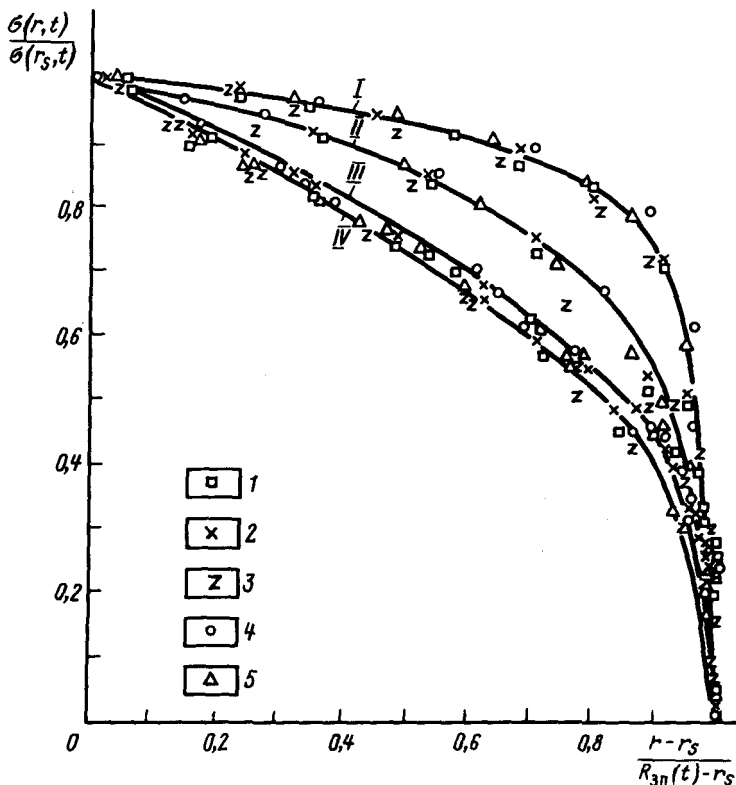


Рис. 38. Динамика вытеснения нефти и газа фильтратом глинистого раствора в автомодельных переменных при различных значениях параметров Π : I - 10^0 ; II - 10^2 ; III - 10^3 ; IV - 10^4 ; I - 5 - в различные моменты времени после начала вытеснения

кривыми. Таким образом, процесс вытеснения нефти и газа фильтратом является асимптотически автомодельным.

Обработка результатов численного моделирования показала, что функция $f((r - r_s)/(R_{3n}(t) - r_s))$ может быть представлена в виде

$$f((r - r_s)/(R_{3n}(t) - r_s)) = \{1 - [(r - r_s)/(R_{3n}(t) - r_s)]^{n_1}\},$$

где n_1 - коэффициент, определяемый по результатам моделирования. Записывая значение коэффициента подвижного водонасыщения через параметр Π и $f((r - r_s)/(R_{3n}(t) - r_s))$, получаем динамическую модель

$$\sigma(r, t) = (\Pi/\Pi_{кр}) \{1 - [(r - r_s)/(R_{зп}(t) - r_s)]^2\}^{n_1} \quad (4.25)$$

или

$$\sigma(r, t) = \sigma_{\max} \{1 - [(r - r_s)/(R_{зп}(t) - r_s)]^2\}^{n_1} \quad (4.26)$$

Соотношения (4.25) и (4.26) связывают в явном виде коэффициент подвижного водонасыщения ЗП с максимальной водонасыщенностью в ПЗ, радиусом исследования геофизического метода ($r = r_w$) и радиусом $R_{зп}(t)$ на момент проведения ГИС. Полученное ранее соотношение (4.24а) связывает радиус ЗП с комплексным параметром Π и временем t , прошедшим после вскрытия пласта бурением. Для анализа этой связи воспользуемся свойствами группы преобразований автомодельных решений. Рассмотрим автомодельное представление коэффициента подвижного водонасыщения в зависимости от автомодельной переменной $\xi = (r - r_s)\sqrt{\Pi t}$. Для этой переменной коэффициент подвижного водонасыщения представляется в виде $\sigma = f_1(\xi)$.

С другой стороны, как было показано выше, $\sigma = \sigma_{\max} \times f(\xi/\xi_0)$, где и соотношение (4.26) представляется в виде

$$\sigma = \sigma_{\max} \Phi[(r - r_s)/(\sigma_{\max} \Pi t)^{1/2}].$$

Сравнивая два последних соотношения, получаем

$$R_{зп} = \xi_0 (\sigma_{\max} \Pi t)^{1/2} + r_s, \quad (4.27)$$

т.е. радиус ЗП является сложной функцией от коллекторских, поверхностно-молекулярных и гидродинамических свойств ОЗ. С ростом скорости проникновения фильтрата радиус ЗП растет, с увеличением объема свободных для проникновения пор (параметр S) радиус ЗП уменьшается. Улучшение коллекторских свойств (m_0, k_0) приводит к уменьшению $R_{зп}$ к моменту проведения ГИС. При образовании ЗК расход фильтрата промывочной жидкости в пласт определяется соотношениями (4.19) и (4.20). В этом случае

$$q_{\text{он}} \approx \bar{q} = (t_p - t_0)^{-1} \int_{t_0}^{t_p} (q(t) dt),$$

где \bar{q} - средний расход фильтрата в период формирования зоны проникновения, t_0, t_p - время начала и конца формирования зоны проникновения.

Влияние изменения технологических режимов формирования зоны проникновения на динамику водонасыщения. При существующих технологиях бурения в процессе проходки скважины предусмотрены операции проработки ствола скважины, смены режима промывки, спуско-подъемные операции и т.д. Техноло-

гические операции, осуществляемые при проходке скважины, могут приводить к изменению режима формирования ЗП. Вопрос о влиянии технологических режимов формирования ЗП на ее водонасыщение в настоящее время практически не исследован. В связи с этим автором было проведено численное моделирование влияния технологических режимов на динамику вытеснения.

Особенность технологического режима формирования ЗП при проработке ствола скважины заключается в резком уменьшении толщины ГК и возрастании градиента давления на границе ГК - пласт. Это приводит к увеличению скорости фильтрации в пласт. К аналогичному эффекту приводит и частичный срыв ГК при технологических операциях спуска и подъема бурового оборудования. Спуско-подъемные операции приводят к эффекту поршневания скважины. В результате возможны кратковременные колебания давления в стволе скважины с амплитудой 10 МПа и более (П.В. Балицкий и др.).

Влияние эффекта поршневания на динамику вытеснения нефти и газа фильтратом глинистого раствора, зависит от демпфирующей характеристики ГК.

При возрастании давления в скважине в процессе спуска бурового инструмента перепад давления в системе ГК - пласт возрастает, что приводит к дополнительному уплотнению ГК и перераспределению давлений между коркой и пластом. При подъеме бурового инструмента давление в скважине уменьшается. Однако из-за необратимости деформаций ГК уменьшение давления в скважине не отразится на сложившемся распределении давлений.

При моделировании изменений технологического режима формирования ЗП функция расхода фильтрата в пласт изменялась следующим образом. На стадии первичного формирования - по закону проникновения через ГК (4.18). На стадии удаления ГК - быстрое возрастание расхода до начальных значений $q_{он}$. На стадии после завершения технологических операций в скважине - вновь по закону фильтрации через ГК.

Изменение динамики формирования ЗП при разрушении глинистой корки показано на рис. 39. Анализ результатов моделирования показывает, что удаление ГК приводит к некоторым изменениям коэффициента подвижного водонасыщения в области, прилегающей к стенке скважины. В этой области происходит незначительное увеличение коэффициента подвижного водонасыщения и изменение его профиля. В области, прилегающей к стенке скважины, профиль водонасыщения более крутой, чем на стадии первичного формирования ЗП. Абсолютные значения роста коэффициента водонасыщения невелики. Для значений $\Pi = 10(1)$ максимальный эффект роста коэффициента подвижного водонасыщения на стенке скважины $\Delta\sigma$ составляет 5%; для значений параметра $\Pi = 10^3(2)$ $\Delta\sigma \approx 9\%$. Изменение насыщенности существенны лишь в первые моменты времени после удаления ГК. При увеличении времени профиль водонасыщения

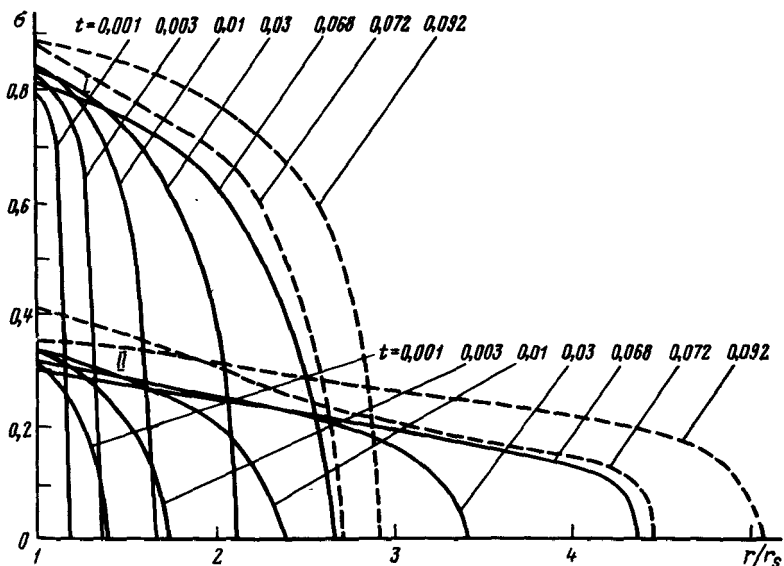


Рис. 39. Динамика вытеснения нефти и газа при срыве глинистой корки. 1 - $\Pi = 10$; 2 - $\Pi = 10^3$; сплошная линия - первичное вытеснение, пунктирная линия - после удаления глинистой корки

стабилизируется, а насыщенность на стенке скважины стремится к своему первоначальному значению.

Данные моделирования хорошо согласуются с результатами скважинных наблюдений, проведенных для условий месторождений Татарии. Было показано (Б.М. Орлинский и др.), что технологические операции в процессе бурения скважины не приводят к заметным изменениям свойств ЗП в области исследования нейтронных методов.

Анализ промыслово-геофизических материалов показал, что влияние репрессии на пласт также почти не сказывается на характеристиках зоны проникновения (М.М. Агриулин, Б.М. Орлинский).

В практике ГИС кроме естественного режима формирования ЗП используются специальные технологические режимы: технология - каротаж - закачка - каротаж. Такие исследования проводятся в настоящее время в нашей стране (Татария, Мангышлак, Западная Сибирь) и за рубежом (США, Канада). Использование этой системы предусматривает проведение технологической операции закачки после первичного формирования ЗП. При повторной закачке условия вытеснения отличаются от условий вытеснения при первичном формировании ЗП. Так, из-за влияния ГК и ЗК для обеспечения полного охвата пластов повторным

вытеснением необходимы перепады давления, значительно превышающие первоначальные. Увеличение действующего перепада давлений приводит к изменению соотношения капиллярного градиента давлений и гидродинамического. Это соотношение отличается от первичного также и из-за различия в распределении водонасыщения на этапах первичного вытеснения и при закачке.

Изучение влияния режима формирования ЗП по технологии каротаж - закачка - каротаж на динамику водонасыщения проводилось в две стадии. На первой стадии динамика водонасыщения определялась начальным значением параметра Π (Π_1). На второй стадии - значением параметра Π при закачке (Π_2). Отношение Π_1/Π_2 было равно 3.

Результаты моделирования приведены на рис. 40. Пунктирными линиями показан профиль водонасыщения после закачки.

Из приведенных графиков следует, что динамика водонасыщения на этапе закачки и на стадии первичного формирования ЗП различна. В результате закачки водонасыщение во всей области, занятой фильтратом, возрастает, профиль коэффициента подвижного водонасыщения становится более крутым, водонасыщение в промытой зоне возрастает. Эффект увеличения коэффициента подвижного водонасыщения при закачке тем больше, чем больше был параметр Π на стадии первичного формирования. При $\Pi_1 = 10$ (рис. 40, а) эффект увеличения коэффициента подвижного водонасыщения $\Delta\sigma$ при закачке составляет 25%, при $\Pi_1 = 10^2$ (рис. 40, б) - 19%, а при $\Pi_1 = 10^3$ (рис. 40, в) - 12%.

Закономерности формирования промытой зоны на стадии закачки и на стадии первичного вытеснения также различны. На стадии первичного формирования водонасыщение полностью промытой зоны со временем стабилизируется и размеры этой зоны увеличиваются.

На стадии закачки характер формирования промытой зоны изменяется с увеличением параметра Π . При $\Pi = 10$ (см. рис. 40, а) время формирования промытой зоны в 2 раза превышает соответствующую величину на стадии первичного формирования. При $\Pi = 10^2$ (см. рис. 40, б) и 10^3 (см. рис. 40, в) время формирования вновь образовавшейся промытой зоны уменьшается, однако, превышает на 50-80% время ее первичного формирования. С ростом параметра Π на динамику водонасыщения начинает оказывать влияние эффект расформирования ЗП на фоне продолжающейся закачки. Интенсивность эффекта расформирования увеличивается с ростом параметра Π .

Крутизна профиля коэффициента подвижного водонасыщения уменьшается с ростом параметра Π . В процессе закачки форма профиля водонасыщения меняется. С увеличением времени закачки профиль подвижного водонасыщения выполаживается.

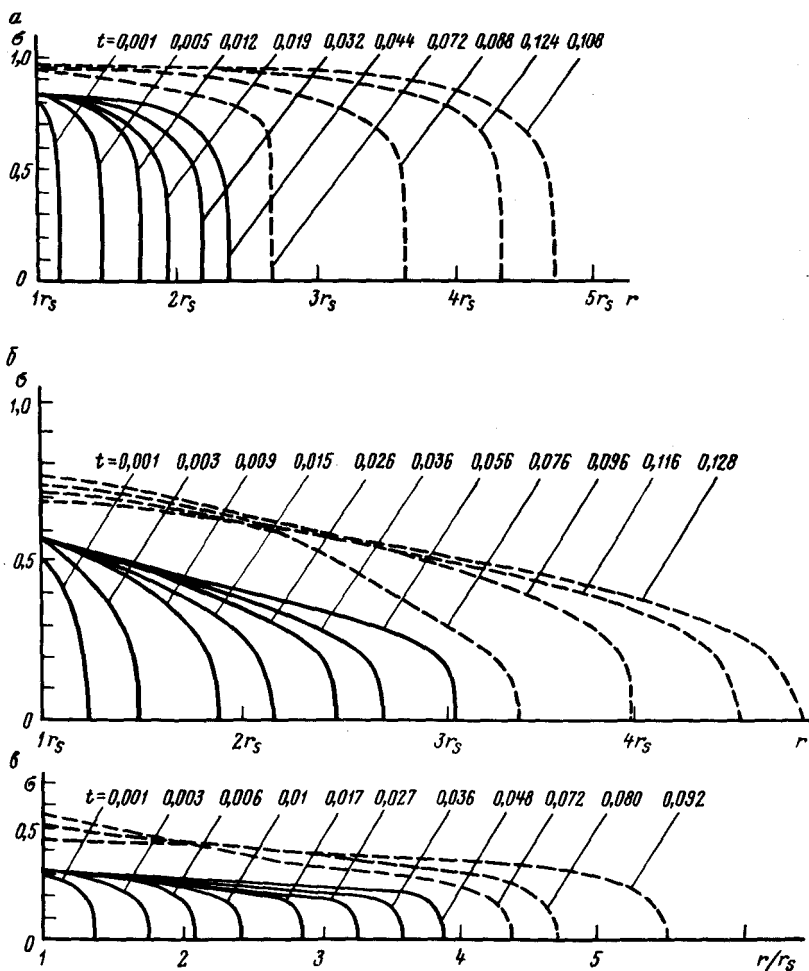


Рис. 40. Динамика вытеснения нефти и газа при изменении технологического режима формирования зоны проникновения для различных значений параметра П:

$a - 10$; $б - 10^2$; $в - 10^3$; сплошная линия - первичное вытеснение; пунктирная - вытеснение при закачке

ся, стремясь к распределению $\sigma(r)$, существовавшему на этапе первичного формирования.

Вышеприведенный анализ показал, что изменение технологического режима формирования ЗП приводит к изменениям водонасыщения ($k_{в, зп}$). Неучет этих изменений может обуславливать

дополнительные погрешности при использовании системы каротаж - закачка - каротаж (см. подразд. 8).

4.3.1. Особенности формирования зоны проникновения в слоистом разрезе

Вполне естественно желание каждого, кто занимается математическим моделированием процессов, происходящих в пористых средах, приблизить описание исследуемого объекта к реальному. Реальный геологический объект в первую очередь характеризуется своей неоднородностью. Неоднородность может проявляться в литологическом составе, гранулометрических и коллекторских свойствах, может быть закономерной и случайной. Геологический объект представляет собой сложную систему, о состоянии которой мы судим по наблюдаемым взаимосвязанным между собой параметрам. Выделяя при изучении объекта какую-то одну форму неоднородности, мы, конечно, ограничиваем наши знания об объекте. Однако иногда для понимания процесса достаточно принять абстрактную модель в качестве первого приближения, а затем уже учитывать влияние других параметров, которые внесут лишь некоторые коррективы в результаты и не изменят их сути. Поскольку в данной главе речь идет о фильтрации жидкости в пористых средах, то нас в первую очередь будет интересовать фильтрационно-емкостная неоднородность.

Неоднородность может быть случайной и закономерной. В данной главе мы остановимся на проблемах фильтрации, связанных с закономерной неоднородностью объекта. Понятие "неоднородность" не может рассматриваться отвлеченно и должно быть отнесено непосредственно к объекту. Так как геологический объект имеет определенную иерархическую структуру, то и при описании неоднородности также должны быть выделены иерархические уровни. Согласно принятым в геофизике методам исследования можно выделить четыре уровня: образец керна, околоскважинную часть однородного по геофизическим данным интервала разреза, однородный интервал, геологический пласт.

На этих объектах изучалось влияние концевых эффектов, возникающих в результате техногенного изменения проницаемости, на характер вытеснения нефти и обводнения пласта. В основу используемой при расчетах математической модели было положено одномерное уравнение Раппопорта - Лиса.

Изменение в процессе воздействия на пласт физических свойств околоскважинной зоны приводит к нарушению гладкости функции проницаемости и появлению дополнительной фильтрационной неоднородности однородного интервала разреза. Соответственно на границе зоны кольматации наблюдается значительное снижение фазовой проницаемости по нефти (для высокопроницаемого пласта-коллектора в 1,7 раза, по сравнению с неизменным пластом). В случае малопроницаемого пласта

отмечается увеличение насыщенности вытесняющей фазы непосредственно за границей скачка проницаемости, что, в свою очередь, приводит к дополнительному падению фазовой проницаемости по нефти уже за границей зоны коагуляции.

Проведенные расчеты показали, что в области концевой эффекта имеет место снижение величины остаточного нефтенасыщения от 10% до 40% в зависимости от скорости вытесняющей фазы, причем интенсивность уменьшения остаточной нефтенасыщенности обратно пропорциональна скорости вытеснения.

Поражение околоскважинной зоны - только одна из причин возникновения неоднородности пласта. Неоднородность объекта может быть связана с выклиниванием, чередованием однородных интервалов с разными коллекторскими свойствами. Таким образом, мы переходим к следующему уровню выделенной иерархической системы неоднородностей - неоднородности пласта.

Не теряя общности, ограничимся наличием в изучаемом объекте двух пропластков: высокопроницаемого и плотного. Такой скачок проницаемости пласта в вертикальном направлении приведет к появлению дополнительных концевых эффектов и увеличению остаточных запасов.

Воспользуемся цилиндрической системой координат. Ось r направим вдоль простирания пласта, ось z - в направлении вертикальной скважины. Предположим, что нагнетание вытесняющей жидкости ведется в направлении оси r . В этом случае уравнение Раппопорта - Лиса будет иметь вид

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \varphi \left(\nu + \frac{k k_1}{\mu_1} \frac{\partial p_k}{\partial r} \right) \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\varphi \frac{k k_1}{\mu_1} \frac{\partial p_k}{\partial z} \right) = k_n \frac{\partial S}{\partial t}, \quad (4.28)$$

где $\varphi = k_2 / (k_2 + \mu_0 k_1)$; $\mu_0 = \mu_2 / \mu_1$, μ_1 и μ_2 - вязкости несмачивающей (нефти) и смачивающей (воды) фаз соответственно; k , k_1 , k_2 - абсолютная и фазовые проницаемости по нефти и воде соответственно; k_n - пористость; p_k - капиллярное давление; S - насыщенность вытесняющей фазы. Для капиллярного давления воспользуемся известным соотношением

$$p_k = \sigma \cos \theta \sqrt{k_n} f(S) \sqrt{k}, \quad (4.29)$$

где σ - коэффициент межфазного натяжения; θ - угол смачивания; $f(S)$ - функция Леверетта.

Предположим, что поле скоростей нам известно и связано с расходом жидкости выражением $Q = r v = q \exp(-xt) / (2\pi H)$, где H - мощность исследуемого пласта; x - параметр, характеризующий скорость нарастания глинистой корки.

Введем безразмерные параметры: $Q' = Q/Q^*$, $x_1 = r/r_c$, $x_2 = z/H$, $t = t/T$, $\bar{k} = k/k_0$, где $T = r_c^2/Q^*$, $Q^* = q/(2\pi H)$, $k_0 = 10^{-12}$ м², r_c - радиус скважины. Тогда уравнение (4.28) примет вид

$$\begin{aligned} & \frac{\beta_1}{x_1} \frac{\partial}{\partial x_1} \left(x_1 \varphi k_1 \sqrt{k} f'_s \frac{\partial S}{\partial x_1} \right) + \beta_2 \frac{\partial}{\partial x_2} \left(\varphi k_1 \sqrt{k} f'_s \frac{\partial S}{\partial x_2} \right) - \\ & - \frac{\beta_1}{x_1} \frac{\partial}{\partial x_1} \left(x_1 \varphi k_1 f'_{k_{x_1}} / (2\sqrt{k}) \right) - \beta_2 \frac{\partial}{\partial x_2} \left(\varphi k_1 f'_{k_{x_2}} / (2\sqrt{k}) \right) + \\ & + \frac{\exp(\alpha\tau)}{x_1} \frac{\partial \varphi}{\partial x_1} = k_{\Pi} \frac{\partial S}{\partial \tau}, \end{aligned} \quad (4.30)$$

где $\beta_1 = \sigma \cos \theta \sqrt{k_{\Pi} k_0 T} / (\mu_1 r_c^2)$, $\beta_2 = \sigma \cos \theta \sqrt{k_{\Pi} k_0 T} / (\mu_1 H^2)$.

Если предположить, что проницаемость меняется только в вертикальном направлении, то третий член в уравнении (4.30) с производной k'_{x_1} обращается в тождественный нуль, и уравнение (4.30) переходит в уравнение

$$\begin{aligned} & \frac{\beta_1}{x_1} \frac{\partial}{\partial x_1} \left(x_1 \varphi k_1 \sqrt{k} f'_s \frac{\partial S}{\partial x_1} \right) + \beta_2 \frac{\partial}{\partial x_2} \left(\varphi k_1 \sqrt{k} f'_s \frac{\partial S}{\partial x_2} \right) - \\ & - \beta_2 \frac{\partial}{\partial x_2} \left(\varphi k_1 f'_{k_{x_2}} / (2\sqrt{k}) \right) + \frac{\exp(\alpha\tau)}{x_1} \frac{\partial \varphi}{\partial x_1} = k_{\Pi} \frac{\partial S}{\partial \tau}. \end{aligned} \quad (4.31)$$

Начальные условия для уравнения (4.31) соответствуют распределению смачивающей фазы в условиях залегания пласта, т.е. $S(0, \Omega) = \psi(\Omega)$, где Ω - область, занятая исследуемой пористой средой. Предполагаем, что

$$\psi(\Omega) = \text{const} = k_{\text{ов min}}. \quad (4.32)$$

Красевые условия на стенке скважины определяются технологическим режимом процесса вытеснения. Если считать, что через скважину нет потока нефти, то $\frac{\partial p_k}{\partial r} = \nu \frac{\mu_2}{k k_2}$. После некоторых преобразований с учетом выражения (4.29) это соотношение в безразмерных координатах будет иметь вид

$$\left. \frac{\partial S}{\partial x_1} \right|_{x_1=1} = \left(\frac{\exp(-\alpha\tau) \mu_0}{\beta_1 k_2 \sqrt{k} f'_s} + \frac{0,5 f \tilde{k}_{x_2}}{f'_s \tilde{k}} \right) \Big|_{x_1=1}. \quad (4.33)$$

На внешней границе Γ

$$S|_{\Gamma} = k_{\text{ов min}}. \quad (4.34)$$

Таким образом, мы приходим к следующей задаче: найти решение уравнения (4.31) с начальными и граничными условиями (4.32) - (4.34) в случае, когда проницаемость задана функцией

$$k = k_{\text{пр1}} + (k_{\text{пр2}} - k_{\text{пр1}}) \lim_{n \rightarrow \infty} 2^{-\exp(-n(x_2 - x_{2\Gamma}))},$$

где k_{np1}, k_{np2} - проницаемости 1-го и 2-го пропластков соответственно; $x_{2гp}$ - координата границы двух пропластков.

Перепишем уравнение (4.31) в операторной форме

$$L_1 S + L_2 S - \eta(S, x_1, x_2) = k_{п} S'_{\tau}, \quad (4.35)$$

$$\text{где } L_i S = \frac{\beta_i}{x_i^{2-i}} \frac{\partial}{\partial x_i} \left(x_i^{2-i} R \frac{\partial S}{\partial x_i} \right); \quad R = \varphi k \sqrt{k f'_s};$$

$$\eta = \beta_2 \frac{\partial}{\partial x_2} \left(\varphi k_1 f'_{k'_{x_2}} / (2\sqrt{k}) \right) - \frac{\exp(\alpha \tau)}{x_1} \frac{\partial \varphi}{\partial x_1}.$$

Для численного решения многомерных задач обычно применяют метод чередующихся направлений, предложенный Писменом, Рэкфордом и Дугласом. Этот метод обеспечивает устойчивость и простоту численной реализации. В настоящее время появились различные модификации этого метода, которые учитывают особенности конкретной задачи. Суть метода чередующихся направлений в следующем. Рассматривается сетка (x_j, y_i, τ_n) с узлами (x_j, y_i) и временными слоями τ_n . Переход от временного слоя n к слою $n + 1$ совершается в два этапа с шагом по времени $\Delta\tau/2$:

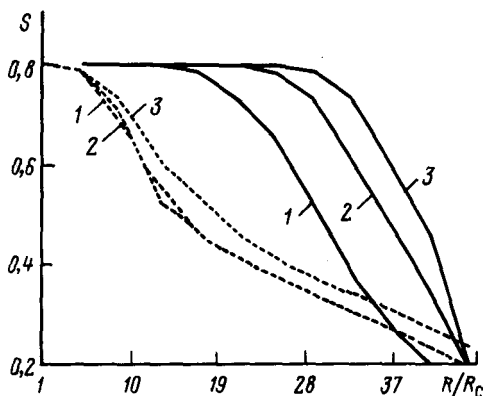
$$\begin{cases} \frac{S^{n+0,5} - S^n}{0,5\Delta\tau} = L_1 S^{n+0,5} + L_2 S^n - \eta^n, \\ \frac{S^{n+1} - S^{n+0,5}}{0,5\Delta\tau} = L_1 S^{n+0,5} + L_2 S^{n+1} - \eta^{n+0,5}. \end{cases} \quad (4.36)$$

Первая схема неявна по направлению x_1 и явна по x_2 , вторая наоборот - явна по x_1 и неявна по x_2 .

Параболическое уравнение (4.31) содержит члены низшего порядка с быстро меняющимися коэффициентами (производная проницаемости на границе двух пропластков является δ -функцией). Эти особенности сказываются на устойчивости, поэтому для устойчивости решения необходима малость $\Delta\tau$, что в свою очередь приводит к резкому увеличению времени счета. Рекомендуются в литературе процедуры сглаживания не дают желаемого результата. Поэтому, поскольку неустойчивость в этой задаче локализована в окрестности скачка проницаемости, в этой области целесообразно ввести дополнительное условие, непосредственно вытекающее из закона сохранения массы. Согласно этому закону нормальная составляющая скорости вытесняющей фазы при переходе через границу разрыва проницаемости должна быть непрерывна, т.е. $\lim_{x_2 \rightarrow x_{2гp-0}} k S_{x_2} = \lim_{x_2 \rightarrow x_{2гp+0}} k S_{x_2}$.

Рис. 41. Распределение насыщенности вытесняющей фазы в двухслойном пласте в зависимости от скачка проницаемости γ :

1 - 10; 2 - 20; 3 - 50; пунктирная линия - плотный пропласток; сплошная - высокопроницаемый



Для разностной аппроксимации операторов L_1 и L_2 применялась монотонная схема 2-го порядка точности

$$L_i S \Rightarrow \left(D_i - \frac{h_i |a_i|}{2} \right) S_{x_i x_i}^- + \frac{a_i^+ |a_i|}{2} S_{x_i} + \frac{a_i^- |a_i|}{2} S_{x_i}^-$$

где $D_i = \beta_i R$; $a_1 = \beta_1 R/x_1 + \beta_1 R'_{x_1}$; $a_2 = \beta_2 R'_{x_2}$; h_i - шаг по i -й координате; S_{x_i} и $S_{x_{i+1}}$ - соответственно правая и левая разностные производные по i -й координате.

Данная математическая модель использовалась при изучении динамики обводнения неоднородного пласта. Была проведена серия расчетов для различных значений скачка проницаемости $\gamma = k_{np2}/k_{np1}$, где k_{np1} - проницаемость плотного пропластка, k_{np2} - проницаемость интервала-коллектора. На рис. 41 приводятся распределения насыщенности вытесняющей фазы по радиусу в зависимости от величины γ . Кривые, отмеченные пунктиром, соответствуют процессу в малопроницаемом пропластке. С ростом скачка проницаемости различия в степени обводненности пропластков становятся существенными. Аналогичная зависимость наблюдается и при увеличении вязкости вытесняемой фазы (рис. 42). На рисунке кривые, изображенные пунктиром, соответствуют малопроницаемому пропластку, сплошные линии относятся к высокопроницаемому. Шифр кривых - различные значения μ_0 . По результатам счета были определены отношения радиусов полностью промытой зоны двух пропластков R_{nni} в зависимости от скачка проницаемости γ и соотношения вязкостей двух жидкостей μ_0 . Эти данные проиллюстрированы рис. 43. Функция, соответствующая кривой $R_{nn1}/R_{nn2} = f_1(\gamma)$, является монотонно убывающей, функция $R_{nn1}/R_{nn2} = f_2(\mu_0)$ монотонно возрастает. Зависимости f_1 и f_2 могут быть аппроксимированы кусочно-линейной функцией.

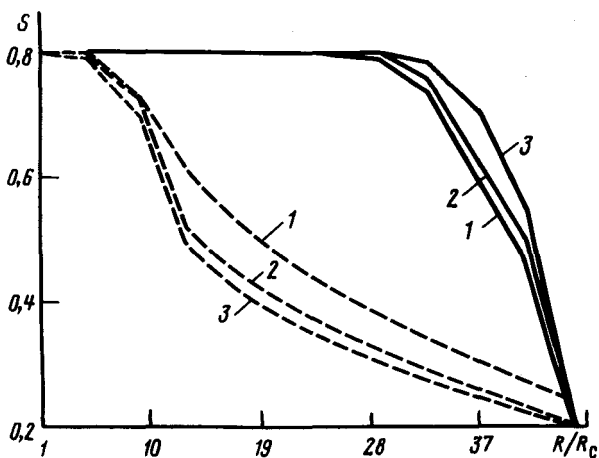


Рис. 42. Распределение насыщенности вытесняющей фазы в двухслойном пласте в зависимости от отношения вязкостей фаз μ_0 :
 1 - 0,5; 2 - 0,25; 3 - 0,125; пунктирная линия - плотный пропласток;
 сплошная - высокопроницаемый

Установлено также, что с ростом проницаемости интервала-коллектора увеличивается его водонасыщение, в то время как водонасыщенность малопроницаемого интервала практически не меняется. Вариации значений γ сказываются на величине скачка водонасыщенности S_v на границе двух сред (рис. 44). Значение безразмерной координаты $z/H_p = 0,4$ соответствует положению границы двух пропластков.

Процесс вытеснения несмачивающей жидкости смачивающей из неоднородного многослойного пласта проходит несколько стадий

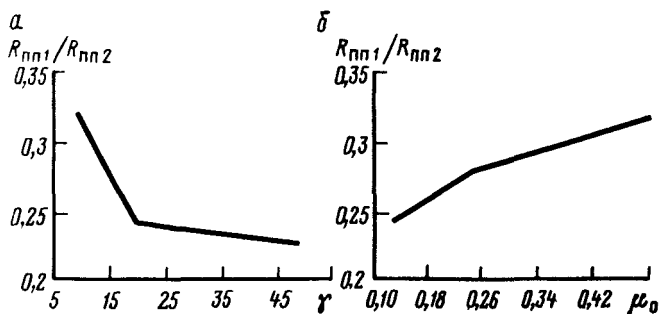


Рис. 43. Зависимости радиуса полностью промытой зоны от скачка проницаемости γ (а) и соотношения вязкостей μ_0 (б)

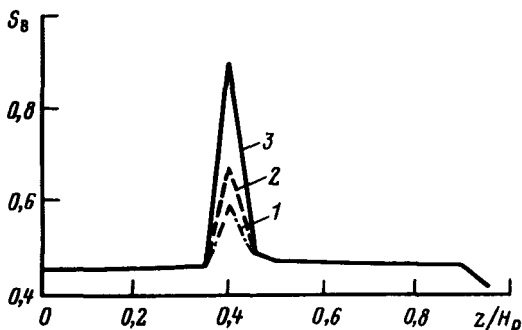


Рис. 44. Распределение водонасыщенности по толщине двухслойного пласта в зависимости от скачка проницаемости γ :
1 - 10; 2 - 20; 3 - 50

(рис. 45). На первом этапе вытеснения углеводородов обводнение высокопроницаемого пропластка происходит быстрее (кривые 1, 2), затем с течением времени возникают дополнительные перетоки жидкости из высокопроницаемого пропластка в малопроницаемый (рис. 45, кривые 3-5), водонасыщение малопроницаемой среды растет, при этом водонасыщенность на границе скачка проницаемости остается практически постоянной. Рис. 46, на котором показана динамика обводнения двухслойного пласта, иллюстрирует сказанное выше. Кривая *a* соот-

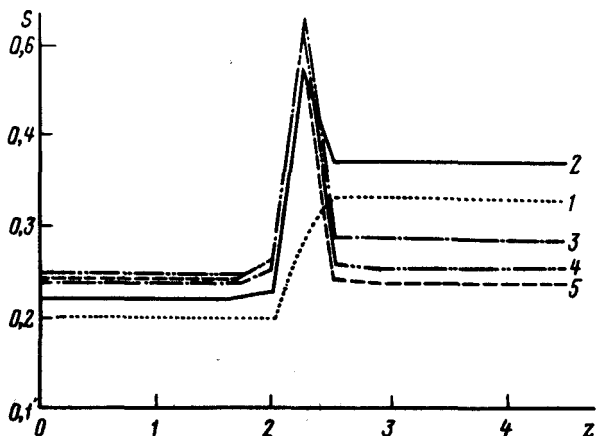


Рис. 45. Распределение водонасыщенности по толщине двухслойного пласта в различные моменты времени (1-5), $t_1 < t_2 < t_3 < t_4 < t_5$

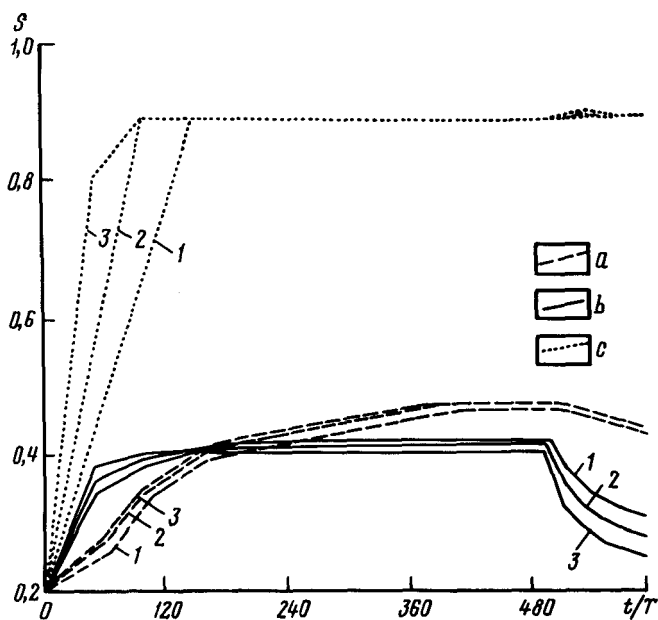


Рис. 46. Динамика обводнения двухслойного пласта.
 $\gamma = 10$ (1), 20 (2), 50 (3)

ветствует высокопроницаемому интервалу, кривая б - плотному, кривая с относится к приграничной области.

На более поздней стадии процесса обводнения происходит постепенное расформирование скачка водонасыщенности до некоторого определенного значения, зависящего от физических свойств среды.

Более наглядно динамика изменения водонасыщенности двухслойного пласта приведена на рис. 47, где в трехмерном изображении построены поверхности насыщенности вытесняющей фазы в различные моменты времени.

По результатам моделирования был построен график относительного изменения средней по объему водонасыщенности $\Delta S/S_0$, где S_0 - средняя водонасыщенность однородного пласта, за счет влияния соседнего пласта как функции скачка проницаемости (рис. 48). С увеличением скачка проницаемости обводненность гетерогенного пласта уменьшается. Относительное изменение водонасыщенности возрастает с увеличением степени неоднородности.

В этой работе рассмотрена только фильтрационная неоднородность. Однако фильтрационная неоднородность взаимосвязана и с смкостной неоднородностью, а также с адсорбционной воз-

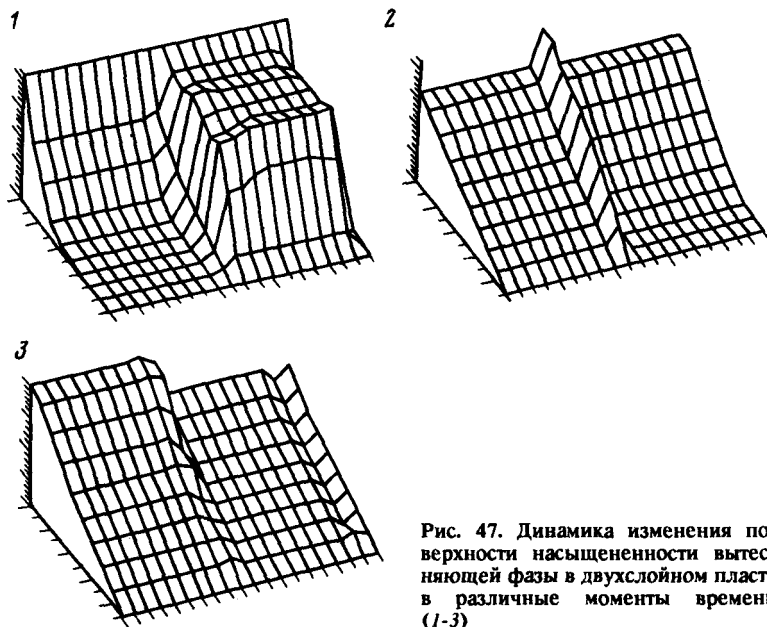
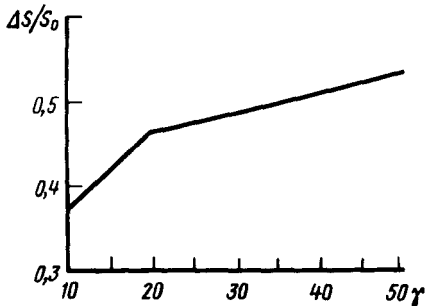


Рис. 47. Динамика изменения поверхности насыщенности вытесняющей фазы в двухслойном пласте в различные моменты времени (1-3)

Рис. 48. Относительное изменение водонасыщенности в зависимости от степени неоднородности γ



можностью среды, смачиваемостью пород. В дальнейших исследованиях предполагается учесть существующие в природе связи между наблюдаемыми параметрами и оценить их влияние на специфику обводнения многослойного пласта.

4.4. Влияние взаимодействия фильтрата промывочной жидкости со скелетом породы на динамику зоны проникновения

Вытеснение нефти и газа фильтратом глинистого раствора в ряде случаев может сопровождаться изменениями существующей в

пласте физико-химической и термодинамической обстановки. Изменение физико-химического и термодинамического равновесия в ОЗ пласта сопровождается массообменными процессами.

Как было показано, в результате массообменных процессов в ОЗ могут происходить отложения парафина, выпадение конденсата, гидратов, серы, солей и других компонентов. Все эти процессы существенным образом изменяют первоначальные физические свойства ОЗ и приводят к усложнению их строения. В результате массообменных процессов в ЗП образуются новые зоны: зона парафинизации, зона выпадения гидратов, отложений солей, серы и т.д.

Помимо изменения коллекторских свойств в зонах массообмена меняются значения фазовых проницаемостей, капиллярного давления и вязкостей фаз. В свою очередь, эти изменения приводят к существенным различиям механизмов двухфазной фильтрации при наличии массообмена и при его отсутствии. Слабая изученность механизма двухфазной фильтрации при массообмене не позволяет в общем случае проанализировать влияние особенностей массообмена на динамику вытеснения нефти и газа фильтратом.

Теоретические модели вытеснения нефти и газа раствором активной примеси, разработанные в последние годы В.М. Ентовым, А.Ф. Зазовским, В.М. Рыжиком и др., открывают широкие возможности детального анализа влияния всех факторов на изменение физических свойств и динамику вытеснения нефти и газа при массообмене.

Практическое использование этих моделей ограничивается лишь необходимым петрофизическим обеспечением для системы фильтрат - нефть (газ) - порода. Для петрофизического обеспечения этих моделей необходимо изучить влияние активной примеси в фильтрате на функции фазовых проницаемостей, капиллярного давления, фильтрационно-емкостные свойства и т.д.

В настоящее время наиболее полно изучены изменения фильтрационных свойств под действием активного фильтрата для глиносодержащих пород. По современным представлениям в глиносодержащих породах массообмен обусловлен адсорбцией воды на поверхности глинистых частиц или между агрегатами внутри самих глинистых частиц и катионным обменом (Е.М. Сергеев, В.И. Осипов и др.). В результате адсорбции воды происходит образование водных ассоциатов типа кристаллогидратов.

Основные представления о массообменных процессах в глиносодержащих породах формируются на базе учения Б.В. Дерягина и др. о расклинивающем давлении. Согласно этому учению роль сил разной природы меняется в зависимости от расстояния между поверхностями, которое, в свою очередь, зависит от физико-химического взаимодействия в системе глинистая порода - насыщающий флюид. При изменении первоначально существующей в пласте физико-химической обстановки частицы глины

приобретают дополнительный химический потенциал, создающий эффект расклинивающего давления.

В зависимости от физико-химической обстановки, условий залегания и петрофизических особенностей глинодержащих пород влияние расклинивающего давления на изменение физических свойств коллекторов проявляется по-разному. В случае, когда силы сцепления глинистых частиц между собой и с материалом неглинистого скелета преобладают над действием расклинивающего давления, частицы глины будут адсорбировать воду из внутривыводящего пространства до достижения нового равновесного состояния. Если в результате физико-химического взаимодействия расклинивающее давление превысит силу сцепления между частицами и скелетом, то чешуйки глины будут отслаиваться и диспергироваться во внутривыводящем пространстве. В этом случае достижение равновесия систем сопровождается частичным разрушением породы.

Имеющиеся исследования показывают, что при двухфазной фильтрации возможны два механизма изменения физических свойств в результате набухания глин: 1) изменение водонасыщенности, пористости, проницаемости, удельной поверхности и других свойств за счет образования гидратного слоя, уменьшающего эффективный диаметр поровых каналов (К.Ф. Жигач, А.Н. Яров, С. Жакен); 2) изменение физических свойств в результате диспергирования глинистых частиц (К.Норич, О. Фрэнк, И. Ионес). В последнем случае изменения, вызванные переходом частиц глины в подвижное состояние, не оказывают существенного влияния на физические свойства. Основным механизмом изменения физических свойств при диспергировании глин является самокоагуляция, приводящая к накоплению диспергирующихся чешуек глинистых минералов в местах сужений и пережимов пор.

Количественно охарактеризовать области преимущественного влияния гидратационного механизма изменения физических свойств и механизма самокоагуляции в настоящее время не представляется возможным. Исследованиями изменений физических свойств при фильтрации пресных растворов через искусственные глинодержащие образцы установлено, что переход от гидратационного набухания к режиму диспергирования происходит при критической минерализации раствора $S_{кр}$ около 20 г/л. Однако при исследовании образцов естественных глин было обнаружено, что критическое значение концентрации электролита может варьировать в широких пределах в зависимости от типа системы глина - электролит и режима вытеснения. Так, К. Норич обнаружил, что способность глинистого образца к набуханию зависит от способа приготовления искусственных глинистых образцов. В экспериментах О.Фрэнка, И. Ионеса было показано, что эффект самокоагуляции может быть обнаружен лишь при длине испытываемого керна больше критической. Явление диспергирования приводит к существенным изменениям прони-

цаемости и к изменению закона фильтрации. Из-за образования коллоидного раствора частиц глины в воде фильтрация описывается обобщенным законом для вязко-пластичных жидкостей (А.Х. Мирзаджанзаде и др.). Анализ влияния диспергирования на динамику вытеснения нефти и газа фильтратом из-за отсутствия необходимой пертофизической базы в настоящее время не удастся провести даже на качественном уровне.

Гидратационная стадия набухания глин изучена значительно полнее. Для анализа этой стадии набухания имеется необходимая петрофизическая база, позволяющая количественно проанализировать влияние гидратации на динамику вытеснения нефти и газа фильтратом. Эффекты гидратационного набухания отмечены для некоторых нефтяных месторождений Пермской области, для условий неглубокозалегающих полимиктовых коллекторов нефтяных месторождений полуострова Мангышлак, Западной Сибири и в некоторых других районах.

В процессе массообменного взаимодействия фильтрата промывочной жидкости с материалом пористой среды из-за адсорбции солей из фильтрата изменяется минерализация промывочной жидкости, из-за гидратации - текущая и остаточная водонасыщенность, эффективная проницаемость и эффективная пористость пласта. Поглощение части промывочной жидкости материалом пористой среды приводит к снижению относительной фазовой проницаемости по воде. Экспериментальное изучение этих изменений в динамических условиях затруднено в силу сложности многопараметрических исследований при внедрении пресной промывочной жидкости (т.е. с минерализацией, в несколько раз меньшей начальной пластовой) в глинистый пласт. Так, при изучении динамики петрофизических характеристик при проникновении пресного фильтрата в глинистый пласт проводить раздельное определение изменений минерализации и водонасыщенности по длине образца. Метод электрометрического контроля малоэффективен в условиях пресного насыщения, а емкостный метод оценки обладает слабой дифференцирующей способностью по водонасыщению. Именно из-за сложности раздельного определения водонасыщенности и минерализации в работе Л.И. Орлова, А.В. Ручкина и Н.М. Свихнушина приведен только профиль водонасыщенности, полученный при экспериментальном изучении процесса внедрения пресной воды в глиносодержащий образец.

В связи с этим было проведено исследование влияния гидратационного массообмена на динамику вытеснения нефти и газа фильтратом промывочной жидкости (Н.Н. Михайлов, В.М. Рыжик, А.Я. Хавкин). Использовались специальные модели вытеснения нефти и газа раствором активной примеси, в качестве которой была принята минерализация фильтрата промывочной жидкости. Математическая модель учитывала изменение эффективной пористости, проницаемости и остаточной водонасыщенности в результате массообменного взаимодействия фильтрата с части-

цами глины. В качестве основного массообменного механизма, влияющего на динамику вытеснения, был принят механизм гидратации и сорбции солей.

Процесс гидратации приводит к присоединению воды к глинистой составляющей скелета. Процесс сорбции приводит к обеднению или обогащению (десорбции) определенными катионами фильтрата промывочной жидкости.

Обозначим a_b и a_0 количество поглощенной воды и количество сорбированных солей соответственно в единице объема пористой среды. Поскольку в результате гидратации и сорбции изменяется эффективный поровый объем глинистого коллектора, то эффективная пористость $m_{эф}$ будет следующим образом связана с начальной пористостью m_0 :

$$m_{эф} = m_0 - a_b - a_0. \quad (4.37)$$

Согласно экспериментальным исследованиям количество гидратированной воды зависит от коэффициента глинистости $k_{г.л.}$, минерализации воды C_b и от типа глин. В соответствии с этим величина a_b в предположении равновесности сорбции может быть представлена в виде

$$a_b = a_b(C_b, k_b k_{г.л.}). \quad (4.38)$$

В результате поглощения воды частицами глины в породе увеличивается количество прочно и рыхло связанной воды; текущая остаточная водонасыщенность

$$k_{ов \tau} = k_{ов \text{ пл}} + a_b; \quad k_{ов \tau} = k_{ов}(C_b, k_{г.л.}), \quad (4.39)$$

где $k_{ов \text{ пл}}$ - коэффициент остаточного водонасыщения пласта. Различие между $k_{ов}$ и a_b состоит в том, что $k_{ов}$ участвует в перераспределении концентраций солей в данной точке пласта, а a_b не участвует.

Процессы гидратации и сорбции приводят к уменьшению эффективных диаметров фильтрующих пор, что влияет на изменение коэффициента абсолютной проницаемости k_0 . При равномерном распределении частиц глины в породе изменение проницаемости будет зависеть от количества адсорбированной воды и от характера ее распределения в породе. Зависимость коэффициента проницаемости от текущей остаточной водонасыщенности может быть представлена в виде

$$k_0(k_{ов \tau}) = k_0(1 - k_{ов \tau})^\beta, \quad (4.40)$$

где $k_0(k_{ов \tau})$ - коэффициент абсолютной проницаемости при текущем значении остаточной водонасыщенности; k_0 - при ее начальном значении; β - структурный коэффициент. На рис. 49 дана зависимость $k_0(k_{ов \tau})/k_0 = f(1 - k_{ов \tau})$, построенная по результатам экспериментов. Как видно из рис. 49, в двойном логарифмическом масштабе экспериментальные точки ложатся на единую кривую с незначительным разбросом.

Процессы гидратации и сорбции влияют также на фазовые

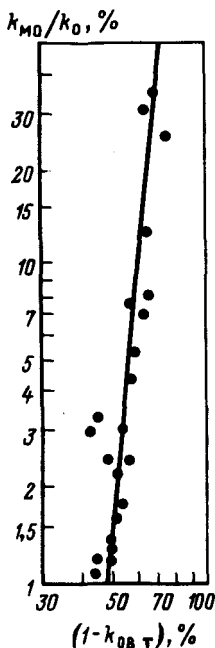


Рис. 49. Зависимость изменения проницаемости в зоне гидратационного массообмена k_{MO}/k_0 от текущего значения коэффициента остаточного водонасыщения $k_{ОВ Т}$.

проницаемости для воды f_i , изменяющиеся вследствие изменения $k_{ОВ Т}$, фазовая проницаемость для фильтрата изменяется из-за изменения структуры внутрипорового пространства.

Исследования, проведенные в ЗапСибНИГНИ Б.И. Леви, С.Н. Глейзером, показали, что вид изотерм адсорбции слабо влияет на зависимость относительных фазовых проницаемостей от нефтенасыщенности. Однако относительные фазовые проницаемости очень чувствительны к величине предельной адсорбции, что предопределяет необходимость совместного учета гидратации и сорбции при анализе динамики вытеснения нефти и газа "активным" фильтратом глинистого раствора.

Рассмотрим образец глинистого пласта-коллектора бесконечной длины с площадью поперечного сечения, равной единице. Боковая поверхность образца непроницаема. Предполагается, что выполняется закон Дарси, жидкая и твердая фаза несжимаемы. Вязкость нефти считается постоянной, фильтрата - функцией минерализации.

До процесса проникновения промывочной жидкости в образец он имеет следующие петрофизические характеристики: m_0 , $k_{ОВ}$, k_0 , $f_{1,2}$, $k_{г.л.}$. С момента времени t в глинистый образец породы с постоянной скоростью начинает поступать фильтрат. Рассматривается случай, когда скорость поступления фильтрата значительна (капиллярными эффектами и молекулярной диффузией

можно пренебречь). Сорбцию и гидратацию считаем равновесными.

Система уравнений, описывающих процесс изменения насыщенности (k_B) порового пространства активным фильтратом промывочной жидкости и минерализации промывочной жидкости C , определяющих изменение петрофизических и геофизических параметров, складывается из уравнений фильтрации и баланса массы:

$$v_i = -k_i(k_{ов}, k_B, a_0, a_B)/\mu_i \text{grad} p_i, \quad (4.41)$$

$$\partial_t [m_0 k_B + a_B] + \partial_x v_2 = 0, \quad (4.42)$$

$$\partial_t [m_0(1 - k_B)] + \partial_x v_1 = 0, \quad (4.43)$$

$$\partial_t [m_0 C k_B + a_0] + \partial_x (v_2 C) = 0. \quad (4.44)$$

В уравнениях (4.41) - (4.44) предполагается, что гидратированная жидкость и адсорбированные соли влияют на проницаемости фаз, а растворенные соли - на вязкость фильтрата.

Рассмотрим влияние массообмена в глинах на динамику вытеснения нефти и газа фильтратом промывочной жидкости в предположении малости сорбции солей, т.е. без учета ее влияния на набухание. При этих предположениях соотношение (4.37) примет вид

$$m_{\text{эф}} = m_0 - a_B. \quad (4.45)$$

Считая вязкость фильтрата постоянной, введем

$$F = f_2 / (f_2 + \mu_0 f_1),$$

$$\mu_0 = \mu_2 / \mu_1, \quad v(t) = v_2 + v_1, \quad (4.46)$$

тогда уравнения (4.41) - (4.44) сведутся к следующим:

$$\partial_t [(m_0 - a_B)k_B + a_B] + v(t)\partial_x F = 0, \quad (4.47)$$

$$\partial_t [m_0 - a_B)Ck_B + a_0] + v(t)\partial_x (F(C)) = 0, \quad (4.48)$$

$$a_B = a_B(C, k_B); \quad a_0 = a_0(C, k_B). \quad (4.49)$$

Система уравнений (4.45) - (4.49) рассматривается при начальных условиях, соответствующих проникновению фильтрата промывочной жидкости в первоначально однородно заполненный нефтью и водой образец глинистого пласта. Решение было численным.

Исследование влияния массообмена в глинах проведено для двух ситуаций: вытеснения нефти фильтратом в заглинизованном и в чисто гранулярном пластах.

В случае чисто гранулярного пласта-коллектора минерализация промывочной жидкости не влияет на динамику вытеснения

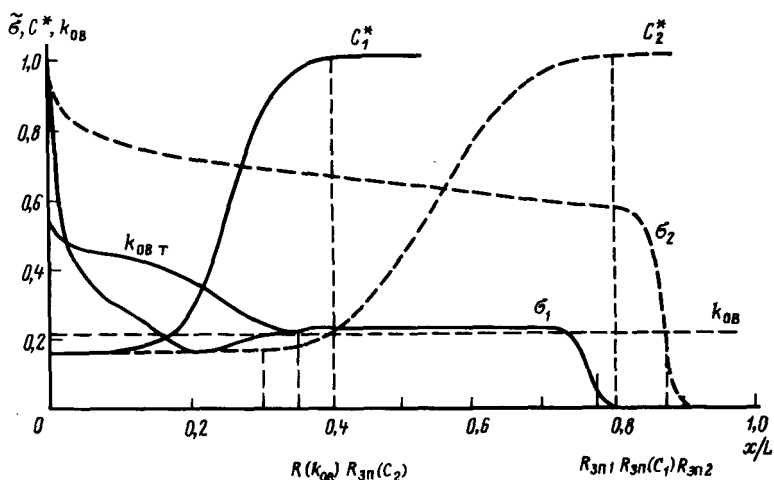


Рис. 50. Профили изменения коэффициента подвижного водонасыщения σ , относительной концентрации $C^* = C/C_{\text{в}}$ и остаточной водонасыщенности ($k_{\text{ов}\tau}$ и $k_{\text{ов}}$) при вытеснении нефти пресным фильтратом глинистого раствора из заглинизированного (1) и чистого (2) песчанника

нефти и газа, т.е. фильтрат не является активным. В расчетах были приняты следующие параметры пласта: $m_0 = 0,3$; $k_{\text{ов}} = 0,21$; $k_{\text{в}}^* = 0,8$; начальная пластовая минерализация - 250 г/л; фильтрата - 40 г/л; фазовая проницаемость для нефти от минерализации, гидратации и сорбции не зависела. Фазовые проницаемости, функции сорбции и гидратации выбирались в соответствии с исследованиями В.М. Ентова, Ф.А. Зазовского. Отметим, что в случае равенства минерализаций пластовой воды и фильтрата промывочной жидкости фильтрат не будет обладать свойством активности. Аналогичная ситуация возникает и в случае, когда фильтрат высокоминерализован.

Влияние гидратации и сорбции на динамику вытеснения нефти фильтратом иллюстрирует рис. 50, для песчаного и глинистого ($k_{\text{г.л}} = 10\%$) пласта-коллектора. Зависимости приведены в один и тот же момент времени t . Поскольку решение системы уравнений (4.47) - (4.49) автомодельно с автомодельной переменной x/t , то в другие моменты времени t профили σ и C^* , $k_{\text{ов}\tau}$ будут линейно изменяться пропорционально изменению t . Из сопоставления зависимостей на рис. 50 видно, что в неглинистом пласте подвижное водонасыщение в зоне, занятой фильтратом, больше, чем в глинистом. Среднее значение подвижной водонасыщенности в этой зоне в неглинистом пласте - 0,6, в глинистом - 0,28. В глинистом пласте наблюдается отставание фронта вытеснения по сравнению с чистым пластом.

В песчаном пласте изменение минерализации из-за конвективного переноса происходит во второй половине области проникновения фильтрата. В глинистом пласте из-за процессов гидратации и сорбции наблюдается значительное отставание фронта водонасыщения, т.е. значительная часть проникшего фильтрата изменила свою минерализацию.

Характер распределения значений коэффициента подвижного водонасыщения в песчаном и глинистом пластах существенно различен. В песчаном пласте коэффициент подвижного водонасыщения плавно меняется за фронтом вытеснения. В глинистом пласте в области, прилегающей к входному сечению образца, образуется зона гидратации с повышенным содержанием текущей остаточной водонасыщенности. В этой области с радиусом $R_{k\text{ов}}$ коэффициент подвижного водонасыщения меняется не монотонно. Резкое возрастание σ наблюдается лишь в непосредственной близости от входного сечения. В области $R > R_{k\text{60в}}$ коэффициент подвижного водонасыщения практически постоянен во всей области за фронтом вытеснения, т.е. в этой зоне образуется ложная промытая зона.

Из сравнения приведенных зависимостей следует, что при одинаковом объеме проникшего фильтрата гидратация слабо влияет на величину $R_{\text{зп}}$. В то же время радиус зоны с измененной минерализацией $R_{\text{зпс}}$ в песчаном и глинистом пластах существенно различен. Меняются и размеры переходной зоны. В глинистом пласте размеры переходной зоны значительно меньше и возникает зона гидратации с повышенными значениями коэффициента текущей остаточной водонасыщенности. Вышеописанные особенности обуславливают характер изменения физических свойств в ЗП глинистых пластов. В отличие от незаглинизированных пластов, в глинистых пластах образуются две новые ОЗ: зона гидратации с радиусом $R_{k\text{ов}}$ и зона измененной минерализации с радиусом $R_{\text{зпс}}$. Наличие этих зон существенно усложняет характер изменения физических свойств в зоне проникновения (см. подразд. 6).

4.5. Особенности формирования зоны проникновения в водоносных и обводнившихся пластах

При проникновении фильтрата глинистого раствора в водоносные пласты-коллекторы в последних, как и в продуктивных пластах, образуется зона с измененными физическими свойствами - ЗП (см. рис. 4).

В отличие от продуктивных пластов механизм изменения физических свойств ЗП водоносных пластов определяется в основном диффузионным переносом компонентов фильтрата глинистого раствора.

Перенос вещества фильтрующимся потоком зависит от истин-

ной скорости движения фильтрующегося вещества. Полный поток вещества U складывается из конвективного переноса вещества U_k со средней скоростью движения жидкости в порах и диффузионного переноса с эффективным коэффициентом диффузии $D_{эф}$.

В общем виде коэффициент эффективной диффузии

$$D_{эф} = D_m + \lambda v_2^\alpha. \quad (4.50)$$

Показатель степени α варьируется от 1 до 2, большинство авторов полагают $\alpha = 1$.

Многочисленные эксперименты показывают, что зависимость коэффициента эффективной диффузии от условий вытеснения в общем случае может быть представлена в виде

$$D_{эф}/D_0 = D_m/D_0 + \beta Re^\alpha,$$

где α и β - коэффициенты, зависящие от геометрии пористой среды и типа коллектора; Re - безразмерное число Пекле, характеризующее условия вытеснения смешивающихся жидкостей. Для коллекторов число Пекле равно $v_2\sqrt{k_0}/D_m$. Величина $\sqrt{k_0}$ характеризует линейный масштаб порового пространства. Для песков линейным масштабом является средний диаметр зерен.

При проникновении фильтрата глинистого раствора в пласт в результате образования глинистой корки и зоны кольматации скорость фильтрации уменьшается во времени. На начальном этапе формирования зоны проникновения, когда скорости поступления фильтрата в пласт значительны, конвективный перенос преобладает или соизмерим с молекулярным и коэффициент эффективной диффузии определяется соотношением (4.50). Этот режим характеризуется значениями числа Пекле от 0,1 до 5 (Т.Н. Кольчицкая, Н.Н. Михайлов).

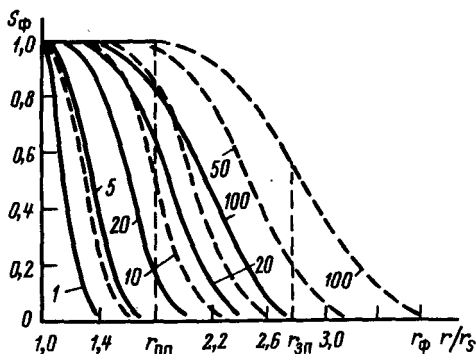
По мере образования кольматации, роста и уплотнения глинистой корки скорость проникновения фильтрата глинистого раствора в пласт падает и начиная с некоторого момента времени выполняется соотношение $v_2\sqrt{k_0} \ll D_m$, режим конвективно-молекулярной диффузии переходит в режим чисто молекулярной диффузии.

С гидродинамической точки зрения процесс изменения минерализации при проникновении фильтрата глинистого раствора в водоносный пласт определяется процессом изотермической фильтрации двух взаиморастворимых несжимаемых жидкостей.

В общем случае процесс описывается уравнением конвективной диффузии (Н.Н. Веригин, Ж. Фрид и др.), решение которого применительно к процессу проникновения фильтрата глинистого раствора в водоносный пласт дано в работах А.Л. Колосова, Е. Дональдсона, В. Черноглазова, Б.Л. Александрова и С.С. Штенберга. В зоне проникновения водоносного пласта, как и для продуктивных пластов, можно выделить промытую зону, в которой фильтрат глинистого раствора полностью вытеснил пластовую воду, и переходную зону смеси фильтрата с пластовой водой (рис. 51). Полученные теоретические профили мине-

Рис. 51: Динамика вытеснения пластовой воды фильтратом глинистого раствора по данным И.Г. Ярмакова.

Сплошные линии - $m_{эф} = 0,1$; пунктирные линии - $m_{эф} = 0,2$; шифр кривых - время после начала формирования зоны проникновения, ч



реализации качественно хорошо согласуются с результатами экспериментальных исследований, проведенных на кернах (А.В. Ручкин и др.) и насыпных моделях пластов (Л.И. Орлов и др.).

В то же время практическое использование полученных результатов затруднено из-за отсутствия в настоящее время достоверных экспериментальных данных по зависимости эффективного коэффициента диффузии от условий вытеснения и структурных особенностей коллектора. Подавляющее большинство экспериментов по определению коэффициентов эффективной диффузии проведено для нецементированных песков и рыхлых песчаников. Для коллекторов нефти и газа имеется очень ограниченное количество экспериментов. В то же время экспериментальные исследования Я. Бэра, Н.Н. Веригина, Ж. Фрида показывают, что при одинаковых значениях проницаемости коэффициенты эффективной диффузии для песков и уплотненных песчаников могут отличаться более, чем в 100 раз. Экспериментальные исследования Л. Лукнера, В.М. Шестакова, Ж. Фрида показали также, что коэффициент эффективной диффузии возрастает с уменьшением общей пористости ($D_{эф}$ пропорциональна k_p^3). Степенная зависимость коэффициента эффективной диффузии от пористости, очевидно, связана с усложнением микрофильтрационных потоков при увеличении степени уплотненности пород.

Гидрогеологические исследования, проведенные в естественных условиях, показали, что коэффициенты дисперсии, определенные в естественных условиях, превышают на два-три порядка соответствующие коэффициенты, полученные в условиях лабораторного эксперимента. Так, в трещиноватых породах (песчаники, мел, доломиты) коэффициент дисперсии, измеряемый в метрах, достигает 50 м, в высокопроницаемых песчаных отложениях λ меняется от 6 до 21 м.

При таких больших значениях коэффициентов дисперсии вклад молекулярной диффузии в эффективный коэффициент диффузии

становится пренебрежимо малым, так как характерное значение коэффициента молекулярной диффузии $D_m \sim 10^{-7}$ м/с. Размеры зоны смешения фильтрата и пластовой воды пропорциональны $\sqrt{\lambda}$. При значениях λ порядка метров размеры зоны смешения имеют порядок $R_{зп}$. В этом случае промытая зона может вообще не образоваться и изменение концентрации будет происходить во всей области, занятой фильтратом, в течение всего периода формирования зоны проникновения.

Прямые экспериментальные исследования показали, что в песчано-глинистых и кавернозно-трещинных коллекторах промытая зона не образуется даже при прохождении 12-50 поровых объемов фильтрата. Количество невытесненной пластовой воды при этом может составлять 30-50% и более (Л.И. Орлов и др.).

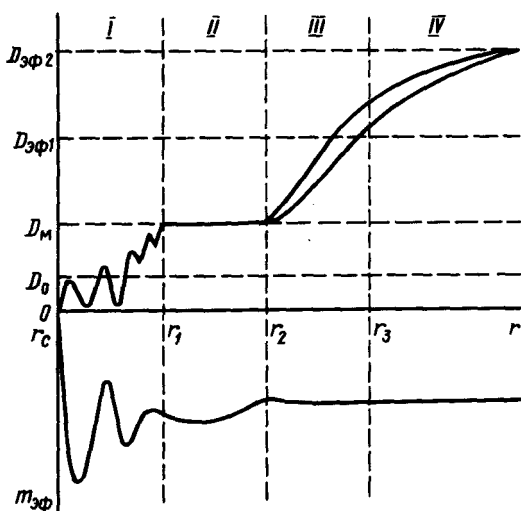
В связи с вышеуказанными фактами нами были развиты и уточнены основные представления о зоне проникновения в водоносных пластах на основе учета структурных масштабных и массообменных эффектов

4.6. Масштабные эффекты в зоне проникновения фильтрата промывочной жидкости в водоносный пласт

Эффективные коэффициенты диффузии. Вышеприведенные экспериментальные данные о характерных значениях коэффициента эффективной диффузии указывают на значительный диапазон изменений этого параметра и на определенную зависимость получаемых значений от способа измерения. Эта зависимость определяется неоднородностью строения коллектора, характерным масштабом этой неоднородности и масштабом усреднения, используемым в экспериментах.

Неоднородность фильтрационных течений в водоносных пластах можно охарактеризовать несколькими масштабами. При выборе масштаба усреднения порядка размеров пор определяющими являются неоднородности величины и формы отдельных зерен скелета или агрегатов из нескольких зерен и цементирующего материала. Средние значения пористости при очень малых масштабах усреднения достигают значений 0 или 1, в зависимости от того, попала пора в характерный масштаб усреднения или нет. Соответственно коэффициент эффективной диффузии имеет значения, близкие к коэффициенту молекулярной диффузии в растворе, или нулевые значения (зона I на рис. 52). По мере увеличения масштаба усреднения значения пористости в объеме усреднения начинают стабилизироваться, а коэффициент эффективной диффузии стремится к значениям коэффициента молекулярной диффузии в пористой среде. Начиная с некоторого характерного объема усреднения на расстоянии r_1 от стенки скважины, определяемого структурой порового пространства, средние значения коэффициента пористости и коэффициента эффективной диффузии остаются постоянными на значительных расстояниях от скважины (зона II на рис. 52). Для идеально

Рис. 52. Схема зависимости эффективных коэффициентов диффузии и пористости от масштабов усреднения



микронеоднородных коллекторов эти значения коэффициента эффективной диффузии, начиная с расстояния r_1 , характеризуют пласт в целом. Однако реальные пласты-коллекторы не являются чисто микронеоднородными.

Помимо неоднородностей, связанных со строением порового пространства, на уровне отдельных агрегатов пор для природных коллекторов характерны неоднородности, связанные с изменением литологического состава, условий осадконакопления, локального напряженного состояния, трещиноватостью и т.д. Характерный масштаб этих неоднородностей может изменяться от нескольких сантиметров до нескольких десятков метров. По мере удаления от стенки скважины объем усреднения начинает выходить за пределы такой единичной неоднородности и начиная с некоторого характерного расстояния r_2 наличие этой неоднородности начинает сказываться на значениях коэффициента эффективной диффузии (зона III на рис. 52). По мере продвижения в глубь пласта все большее количество неоднородностей начинает принимать участие в формировании коэффициента эффективной диффузии.

Чтобы охарактеризовать пласт средним коэффициентом диффузии в рассматриваемом объеме, эти неоднородности должны быть в статистически достаточном количестве. Это условие достигается на некотором характерном расстоянии r_3 , начиная с которого указанные неоднородности уже больше не влияют на значение эффективного коэффициента диффузии. В однородных пластах это расстояние колеблется от единиц до десятков метров. В то же время для значительных расстояний от скважины уже начинают проявляться геологические неоднородности,

связанные с выклиниванием пластов, их литологическим замещением, наличием разломов сбросов и т.д. Эти неоднородности оказывают существенное влияние на значения коэффициента эффективной диффузии пласта в целом (зона IV на рис. 52).

Изучение влияния масштабных эффектов на динамику вытеснения пластовой воды фильтратом промывочной жидкости. Для оценки влияния масштабных эффектов на изменение минерализации в ОЗ было проведено численное моделирование процесса вытеснения пластовой воды фильтратом глинистого раствора.

Система уравнений, описывающих процесс вытеснения пластовой воды фильтратом глинистого раствора, имеет вид

$$\operatorname{div} \vec{v}_2 = 0$$

$$\operatorname{div}[D \cdot \operatorname{grad} S] - \vec{v}_2 \operatorname{grad} S = m_{3\phi} \partial S / \partial t,$$

где S - относительное объемное содержание промывочной жидкости в единице объема пор.

Концентрация солей в породе связана с насыщенностью пор фильтратом следующим образом: $C = C_\phi + C_b(1 - S)$, где C_ϕ и C_b - концентрация солей в фильтрате и пластовой воде.

На границе глинистая корка - пласт ставится балансовое условие

$$S(r_c, t) = 1 + \frac{1}{v_2(r_c, t)} D^* \frac{\partial S}{\partial r}.$$

В области, достаточно удаленной от стенки скважины ($r = R_1$), ставится второе граничное условие $S(R_1, t) = 0$.

В начальный момент времени фильтрат в пласте отсутствует, т.е. $S(r, 0) = 0$.

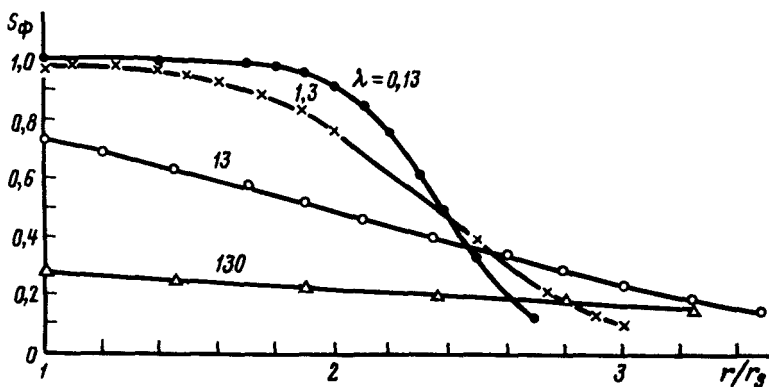


Рис. 53. Пространственные распределения коэффициента фильтрационной насыщенности зоны проникновения при различных значениях коэффициента гидродинамической дисперсии λ

Анализ результатов моделирования показывает, что с ростом значений коэффициента гидродинамической дисперсии λ насыщенность пор фильтратом в области, примыкающей к стенке скважины, снижается (рис. 53). При значениях $\lambda > 1$ полностью промытая зона не образуется. Количество невытесненной пластовой воды увеличивается с ростом параметра λ . Таким образом, полнота вытеснения пластовой воды фильтратом определяется структурой внутрипорового пространства (распределением пор по размеру и гидродинамической извилистостью поровых каналов). При лабораторном моделировании на насыпных моделях и на образцах керна значения параметра λ являются сильно заниженными, во-первых, из-за отсутствия в кернах естественных трещин и суперпор, диаметр которых может достигать 1 см, во-вторых, из-за невозможности воссоздания в условиях лабораторного эксперимента истинного распределения микропотоков в масштабах лабораторной пористой среды. Вследствие этого имеющиеся результаты лабораторных экспериментов не отражают специфики ОЗ.

4.7. Структурные эффекты в околоскважинных зонах водоносных пластов

При интерпретации результатов ГИС используются интерпретационные модели, базирующиеся на определенных представлениях о структуре и строении коллектора. Интерпретационные модели основаны на выделении объемных компонентов породы и нахождении зависимостей, характеризующих их вклад в исследуемый геофизический параметр. Структурные особенности нефтегазоносной породы при таком подходе учитываются различием в объемных долях и в коэффициенте пористости отдельных компонентов породы, а структура распределения флюидов в коллекторе учитывается введением специальных коэффициентов нефтеводонасыщения, характеризующих насыщенность компонентов.

В обводненных пластах такой подход не отражает динамических структурных изменений, происходящих в пласте в процессе вытеснения (см. подразд. 4.1). В частности, при вытеснении образуется капиллярно-защемленная ОНН, которая блокирует часть внутрипорового пространства, в результате чего образуется новая структурная составляющая - техногенная тупиковая пористость. Связь между насыщенностью коллектора капиллярно-защемленной ОНН и долей техногенных тупиковых пор носит линейный характер.

Образование техногенной тупиковой пористости в околоскважинной зоне связано также с блокированием части порового пространства частицами кольматанта (см. подразд. 3.4).

В процессе обводнения в пласте устанавливаются определенная минерализация, одинаковая как в проточных, так и в тупиковых порах. При вскрытии обводненных пластов минерализация фильтрата, как правило, отличается от пластовой, в ОЗ

происходит смешение пластовой воды с фильтратом и ее вытеснение. Однако в отличие от вышерассмотренных эффектов неполноты вытеснения, связанных с масштабными факторами (см. рис. 53), техногенные эффекты изменения структуры фильтрационных пор проявляются идентично как в микромасштабе, так и в масштабе ОЗ. Изменение концентрации солей в зоне проникновения фильтрата связано с конвективным переносом в проточных порах и с диффузионным обменом между проточными и застойными (тупиковыми) порами.

Запишем математическую модель, описывающую изменение минерализации солей в околоскважинной зоне обводненного пласта с капиллярно-защемленной ОНН, при малых скоростях фильтрации в пласте в виде

$$\operatorname{div}[D_{\text{эф}} \nabla C] - \operatorname{div}(v_2 S) = m_0 \partial_t C + m_T \partial_t C_1,$$

$$m_T \partial_t C_1 = \gamma (C - C_1),$$

$$C = C_1 + v_2^{-1} D_{\text{эф}} \nabla C \Big|_{r=r_c}, \quad C(r, 0) = C_1(r, 0) = 0,$$

где C, C_1 - концентрация в проточных и тупиковых порах; γ - параметр массообмена солями между тупиковыми и проточными

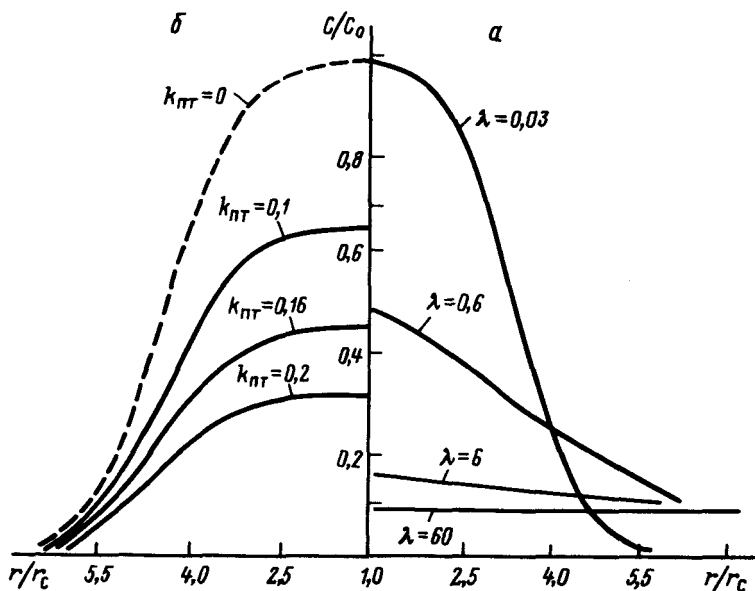


Рис. 54. Профили распределения концентрации солей в околоскважинной зоне (C/C_0) при различной доле тупиковых пор $k_{пр}$ (б) и при разных значениях коэффициента гидродинамической дисперсии (а)

порами; m_0 , m_T - пористость открытая и тупиковая, обусловленная нефтяными ганглиями.

На данной модели исследовалось влияние структурных факторов на характер изменения минерализации солей в ОЗ.

Проведенные расчеты (рис. 54) показали, что во временных интервалах порядка суток после вскрытия пластов бурением значительного изменения концентрации солей в тупиковых порах не происходит. Это связано с малыми значениями параметра массообмена между тупиковыми и проточными порами. Наличие значительного количества невытесненной пластовой воды с минерализацией C_1 обуславливает рост фактора смещения и возрастания погрешностей при изучении ОЗ геофизическими методами. Средняя насыщенность околоскважинной зоны солями \bar{S} определяется из соотношения

$$\bar{S} = (m_0 C + m_T C_1) / (m_0 + m_T).$$

Как видно из последнего соотношения, средняя насыщенность ОЗ солями будет тем больше отличаться от концентрации солей в проточных порах, чем больше различия в минерализации фильтрата C и пластовых вод C_1 и чем больше значение тупиковой пористости m_T по сравнению с проточной m_0 .

4.8. Влияние изменения технологических режимов вытеснения пластовой воды фильтратом на динамику зоны проникновения

Как отмечалось в подразд. 1.3, эффективным направлением повышения информативности изучения ОЗ являются специальные методы ГИС, предполагающие регулирование состояния ОЗ, в том числе с целенаправленным воздействием на пласт (см. рис. 3). В обводненных пластах регулирование состояния околоскважинной зоны производится по технологии каротаж - закачка - каротаж. Эта технология является основным способом оценки ОНН.

Достигнуть желаемого состояния ОЗ можно, регулируя скорость и объем. Закачивая специальные химические реагенты, можно ускорять или замедлять массообменные процессы. Однако для оптимального применения технологии КЗК необходимо знать распределение закачиваемого реагента в ОЗ при различных геолого-промысловых и технологических условиях.

Физические свойства закачиваемых агентов, скелета породы, остаточной нефти, а также различных веществ (примесей) - вязкость пластовой и закачиваемой воды, проницаемость пласта и околоскважинной зоны, растворимость отдельных компонентов, - определяют распределение концентрации закачиваемых реагентов при реализации технологии КЗК.

На распределение закачиваемого компонента в общем случае оказывают влияние следующие механизмы переноса: конвективный

перенос, дисперсия, адсорбция, массообмен с тупиковыми порами и химические реакции.

Для оптимизации оценок ОНН по системе КЗК необходимо не только учитывать влияние вышеперечисленных механизмов, но и уметь управлять отдельными механизмами переноса.

Для этой цели весьма эффективно использование результатов численного моделирования на основе специальной математической модели технологии КЗК.

Будем рассматривать исследуемый пласт как объект, обладающий сложным внутрипоровым строением, содержащим глинистые частицы и тупиковые поры, в которых массообменные процессы происходят только за счет диффузии. Физико-химические явления, сопровождающие технологию метода "каротаж - закачка - каротаж", объясняются диффузионными и массообменными процессами (включая и химические реакции на границе нефть - нагнетаемый флюид), происходящими в ОЗ. Технологический режим метода моделируется соответствующими граничными и начальными условиями. Таким образом, система уравнений, описывающая технологию метода КЗК в случае неоднородного по структуре пласта имеет вид

$$\left\{ \begin{aligned} \operatorname{div}(D^* \nabla C) - \operatorname{div}(v_2 C) &= m_0 \frac{\partial C}{\partial t} + (f + k_{г.л} m_{г.л}) \frac{\partial C_1}{\partial t} + \\ &+ k_{г.л} \frac{\partial C_2}{\partial t} + K C_2, \end{aligned} \right. \quad (4.51)$$

$$\left\{ \begin{aligned} k_{г.л} \frac{\partial C_2}{\partial t} &= \gamma (C k_{г.л} m_{г.л} - \alpha C_2) - K C_2^m, \end{aligned} \right. \quad (4.52)$$

$$\left\{ \begin{aligned} (k_{г.л} m_{г.л} + f) \frac{\partial C_1}{\partial t} &= \gamma_2 (C - C_1), \end{aligned} \right. \quad (4.53)$$

$C^- = C_1^+ + 1/v_2 D^* \Delta C^-$ на стенке скважины

$$C|_{t=0} = C_1|_{t=0} = C_2|_{t=0} = 0,$$

$$C|_r = C_1|_r = C_2|_r = 0, \quad (4.54)$$

$$C_1^+ = C_k C_2^+ \text{ при } t \geq t_k,$$

где r - вертикальная граница пласта; C - концентрация в открытых порах; C_1 - концентрация в тупиковых порах; C_2 - концентрация адсорбированного вещества; γ , α , γ_2 - коэффициенты, характеризующие кинетику поглощения, сорбции и массообмена в тупиковых порах соответственно; K - константа скорости химической реакции; m_0 - открытая пористость; $k_{г.л}$ - глинистость; $m_{г.л}$ - пористость глинистого цемента; $f(k_{он})$ - функция, характеризующая долю тупиковых пор техногенного происхождения (в простейшем случае f - линейная функция остаточной нефтенасыщенности); D^* - эффективный коэффициент

| Физический процесс | Математическое описание | Объект воздействия | Результат воздействия |
|----------------------------------|---|---|--------------------------------------|
| Конвективный перенос | Левая часть уравнения (4.51) | Изменение минерализации в объеме открытых пор | $\rho_{см} \cdot \Sigma_v$ |
| Дисперсия, неравновесная сорбция | $\text{div}(D^* \Delta C)$, уравнение (4.52) | Изменение минерализации в объеме открытых пор, изменение содержания солей в глинистом цементе | $\rho_{сл}, r_{сл}$ $\Sigma_{ск}$ |
| Химическая реакция | Член KC_2^m | Изменение свойств нефти и растворителя | $\rho_{сл}, z_{сл}$ |
| Массообмен с тупиковыми порами | Уравнение (4.53) | Изменение минерализации в тупиковых порах | $K_{ов}, \Sigma_{св}$ |

диффузии. Величина D^* зависит от скорости потока и от геометрии порового пространства.

Дифференциальный вклад различных физико-химических процессов в изменение физических свойств ОЗ при технологии КЗК, их математические модели представлены в табл. 5.

Система уравнений (4.51) - (4.53) описывает конвективно-диффузионный перенос, сопровождающийся массообменными процессами между нагнетаемым раствором, поступающим флюидом и вмещающими породами, а также химической реакцией на границе нефть - раствор.

Исследование проводилось в предположении осевой симметрии, расход жидкости $Q = r_s v$ экспоненциально зависел от времени: $Q = q_0 e^{-\lambda t} / 2\pi H$.

Данная математическая модель позволяет изучить численно влияние различных условий вскрытия на формирование ОЗ в процессе вытеснения пластовой воды нагнетаемым раствором, получить профили минерализации закачиваемого флюида для разных типов структур порового пространства и масштабной неоднородности и разных режимов вытеснения. Влияние неоднородности пласта на распределение минерализации (а, значит, и геофизические параметры) в ОЗ учитываются через коэффициенты модели.

Проведено исследование основных структурно-технологических факторов, определяющих эффективность технологии КЗК.

Как указывалось, расход закачиваемой жидкости является одним из важнейших технологических параметров, позволяющих регулировать физические свойства в околоскважинной зоне.

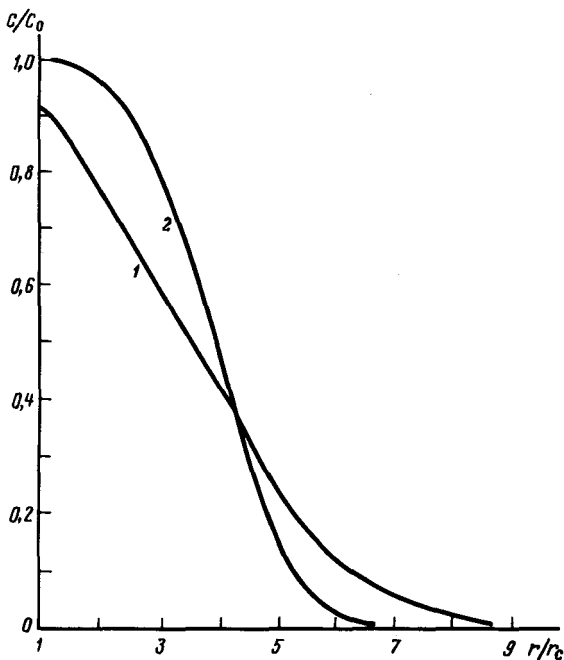


Рис. 55. Распределение концентрации солей в прискважинной части пласта при различных значениях расходов закачиваемой в пласт жидкости ($Q_1 = 4,39 \cdot 10^{-7}$, $Q_2 = 4,39 \cdot 10^{-5}$)

В процессе реализации технологии КЗК может меняться как расход закачиваемых флюидов, так и характер изменения расхода во времени. Для восстановления исходного состояния необсаженные скважины перед повторными закачками рекомендуется прорабатывать (очищать стенки скважины). В результате такой очистки значения расхода закачиваемой жидкости восстанавливаются до первоначальных. Моделирование влияния этого процесса на изменение концентрации закачиваемого агента показало, что вблизи скважины этот эффект несущественен, в то время как на расстоянии порядка пяти радиусов скважины, соответствующих радиусу исследования многих геофизических методов (ИНК, электрокаротаж с небольшими зондами и др.), этот эффект существенно изменяет распределение концентрации закачиваемого агента (рис. 55). В частности, кривая распределения концентрации выполаживается, а размеры зоны смешения резко возрастают. Проведенный численный анализ показывает, что при остановках закачки с ее последующим возобновлением на уровне начального расхода в околоскважинной зоне обра-

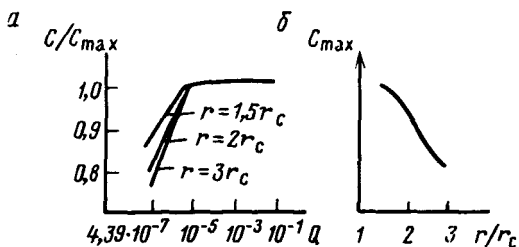


Рис. 56. Влияние расхода закачиваемой жидкости на изменение концентрации на разном удалении от стенки скважины (а) и зависимость максимальной концентрации при $q = 4,39 \cdot 10^{-7}$ от расстояния от стенки скважины

зуются протяженные переходные зоны недовытеснения исходной пластовой воды. Для снижения их влияния на эффективность оценок ОНН по технологии КЗК необходимо осуществлять очень большие объемы закачек - до 10 м от стенки скважины и более.

Для изучения влияния расхода q закачиваемой жидкости было проведено моделирование при различных значениях q (рис. 56). Из рисунка следует, что начиная с некоторого значения q (на рис. $q = 4,39 \cdot 10^{-3}$) дальнейшее увеличение расхода закачиваемой жидкости не сказывается на значениях концентрации, т.е. наступает автоматичность по этому параметру и характер распределения концентрации солей перестает зависеть от объема закачиваемой в пласт жидкости. Последнее обстоятельство является весьма благоприятным фактором при оценках ОНН по технологии КЗК.

Распределение концентрации закачиваемого агента контрастной солености после первичной закачки изучалось при различных значениях коэффициентов гидродинамической дисперсии λ (рис. 57). Проведенные расчеты показали, что характер вытеснения существенно зависит от структуры порового пространства. В случае высокозаглинизированных, низкопористых пород ($\lambda \approx 0,03$) не происходит полного вытеснения первичного флюида. Величина полностью промытой зоны равна приблизительно $4r_c$ (r_c - радиус скважины). При $\lambda \approx 0,3$ полное вытеснение пластовой воды происходит на расстоянии около $8r_c$ через 3 ч после закачки контрастного раствора. С ростом открытой пористости ($\lambda \approx 0,6$) наблюдается дальнейшее увеличение радиуса полностью промытой зоны и возрастание скорости обменных процессов (см. рис. 57).

Таким образом, проведенный анализ показал, что главное условие эффективных оценок ОНН по технологии КЗК - полное замещение в ОЗ первичного флюида раствором с контрастными флюидами - выполняется лишь для высокопористых высокопроницаемых пластов, имеющих малые значения параметра λ и обеспечивающих высокую скорость закачки.

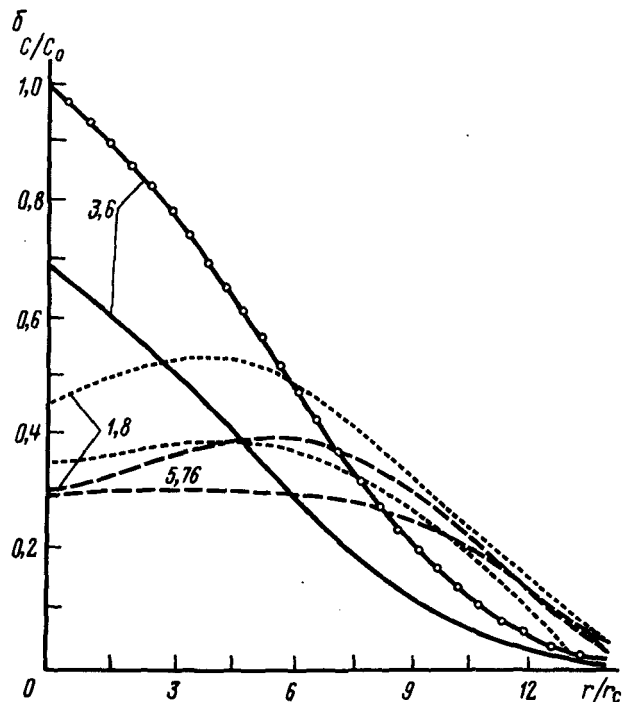
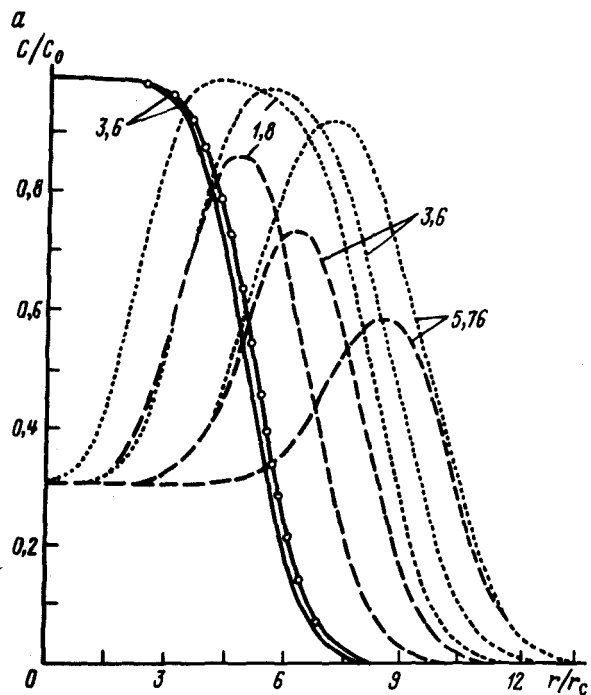


Рис. 57. Динамика распределения концентрации солей в околоскважинной зоне при первичной (сплошные линии) и вторичной (пунктир) закачке для значений коэффициента гидродинамической дисперсии $\lambda = 0,03$ (а) и $\lambda = 0,6$ (б). Шифр кривых - безразмерное время

4.9. Особенности формирования зоны проникновения в пластах, вскрытых горизонтальной скважиной

В последнее время активно развиваются работы, связанные с горизонтальным бурением. Отличительной особенностью формирования околоскважинных зон горизонтальных скважин является существенное влияние гравитационных сил. Кроме того, большую роль играют мощность пласта и фактор времени, так как воздействие промывочной жидкости на пласт в горизонтальных скважинах более продолжительно по сравнению с вертикальными скважинами. Изменение физических свойств прискважинной части пласта сказывается на данных каротажа и продуктивности скважины. В связи с этим нами проводилось исследование влияния указанных факторов на состояние околоскважинных зон.

Для горизонтальной необсаженной скважины характерны малые градиенты давления, поэтому значительную роль приобретают вопросы, связанные с проникновением промывочной жидкости в пласт в результате их длительного контакта. Аналогичная задача рассматривалась для вертикальной скважины. Но, если для вертикальной скважины динамика изменения минерализации прискважинной зоны пласта средней мощности зависит от коллекторских свойств и степени его неоднородности, то при горизонтальном бурении на динамику обводнения будут оказывать влияние и гравитационные силы. Поскольку в случае горизонтальной скважины угол наклона пропитки изменяется в интервале $[-\pi/2, \pi/2]$, то учет гравитационных эффектов становится необходимым. Действие гравитационных сил может быть существенным для пластов большой мощности и в случае вертикальной скважины, но для пластов малой и средней мощности оно незначительно, чего нельзя сказать о горизонтальной скважине.

Для изучения данного вопроса разработана математическая модель, в основу которой положено уравнение Раппопорта - Лиса, учитывающее капиллярные и гравитационные силы. Предполагается также, что выполнены условия закона Дарси и скорость фильтрации определяется уравнением

$$v = - \frac{k}{\mu} \nabla(p + \rho gh),$$

где p - гидродинамическое давление; ρ и μ - плотность и вязкость жидкости; h - превышение точки над плоскостью нулевого гравитационного потенциала; k - проницаемость пористой среды; g - ускорение свободного падения. Тогда процесс пропитки пласта промывочной жидкостью при горизонтальном бурении описывается уравнением

$$k_n \frac{\partial S}{\partial t} = \nabla[\psi(\nabla p_x + \rho g \nabla h)], \quad (4.55)$$

где $\psi = k k_1 k_2 / (\mu_1 (k_2 + \mu_0 k_1))$, k_1 и k_2 - фазовые проницае-

мости по нефти и воде соответственно; μ_1 и μ_2 - вязкости вытесняемой и вытесняющей фаз; $\mu_0 = \mu_2/\mu_1$; $\rho = \rho_1 - \rho_2$ - разность плотностей; p_k - капиллярное давление; S - насыщенность вытесняющей фазой.

Начальные и граничные условия имеют вид

$$S(t = 0) = k_{\text{ов min}},$$

$$S = S_0 \text{ при } r = r_c, \tag{4.56}$$

$$S = k_{\text{ов min}} \text{ при } r \rightarrow \infty.$$

Предлагаемая математическая модель (4.55), (4.56) позволяет изучать различные стадии пропитки высокопроницаемого пласта промывочной жидкостью при горизонтальном бурении.

Была введена полярная система координат (r, φ) . Для численного решения применялся метод переменных направлений, в котором переход от одного временного слоя к другому совершается в два этапа. На первом этапе для аппроксимации уравнения по координате r использовалась неявная шеститочечная схема, а по координате φ - явная. На следующем этапе наоборот, явная - по r и неявная - по φ .

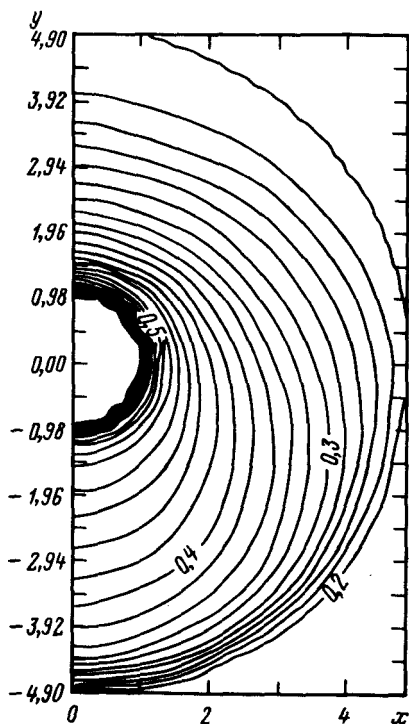


Рис. 58. Изолинии насыщенности при пропитке прискважинной зоны пласта неограниченной мощности

Проведенные по разработанной модели расчеты показали, что вблизи стенки скважины гравитация не играет существенной роли. Однако по мере развития процесса гравитация все больше будет влиять на распределение водонасыщенности, асимметрия обводнения становится очевидной. На рис. 58 представлены изолинии равной насыщенности. Рисунок выполнен в декартовой системе координат. Центр горизонтальной скважины находится в точке (0,0). Распределение насыщенности вытесняющей фазы симметрично относительно оси y , поэтому на данном рисунке (и на всех последующих) изображена часть плоскости, соответствующая изменению полярного угла в пределах $[-\pi/2, \pi/2]$.

В такой постановке ограничений по мощности пласта нет, поэтому данная модель применима в том случае, когда толщина пласта значительно превышает размеры прискважинной зоны. В дальнейшем такой пласт будем называть пластом неограниченной мощности. Однако, если исследуемый пласт сверху и снизу ограничен малопроницаемыми пропластками, то наличие непроницаемых границ будет вносить определенные коррективы в динамику пропитки, и обводнение уже будет зависеть от мощности пласта и длительности контакта промывочной жидкости с пластом.

Воспользуемся разработанной моделью для изучения состояния околоскважинной зоны пласта конечной мощности, дополнив ее граничными условиями непроницаемости кровли и подошвы. Тогда математическая модель процесса пропитки пласта конечной мощности будет иметь вид

$$\begin{cases} k_n \frac{\partial S}{\partial t} = \nabla [\psi (\nabla p_k + \rho g \nabla h)], \\ S(t=0) = k_{\text{ов min}}, \\ S = S_0 \text{ при } r = r_c, \\ \left. \frac{\partial \psi}{\partial n} \right|_{r_1, r_2} = 0, \end{cases} \quad (4.57)$$

где r_1 и r_2 - кровля и подошва пласта; n - внешняя нормаль к границам пласта; v - скорость движения промывочной жидкости.

Как уже отмечалось в предыдущем разделе, в случае пласта большой (неограниченной) мощности обводнение его прискважинной части носит существенно асимметричный характер. Проведенные по разработанной модели расчеты показали, что при наличии непроницаемой кровли и подошвы пласта конечной мощности состояние околоскважинной зоны существенно зависит от толщины пласта и длительности контакта промывочной жидкости с пластом. На рис. 59, 60 в декартовой системе координат показаны изолинии насыщенности.

Как видно из рисунка 59, *a* на ранних стадиях обводнения асимметрия распределения насыщенности промывочной жидкости сохраняется. Однако, достигнув кровли и подошвы пласта, потоки промывочной жидкости отражаются от непроницаемых

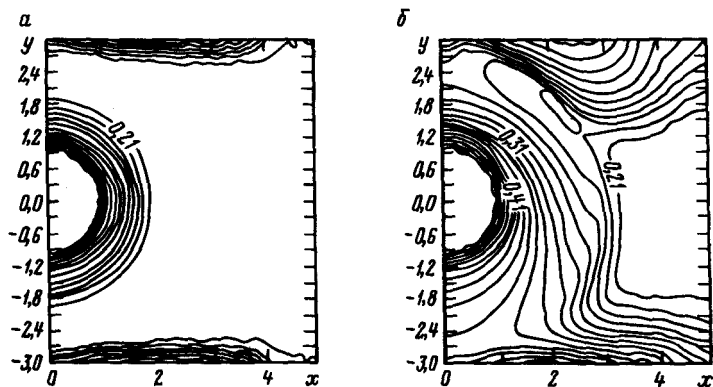


Рис. 59. Динамика распределения насыщенности промывочной жидкости на ранних стадиях обводнения

границ и изменяют характер обводнения околоскважинной зоны (рис. 59, б). Наличие гравитационных сил сказывается на скорости движения потоков жидкости в вертикальном направлении, под действием гравитации усиливается отток промывочной жидкости от кровли пласта и затрудняется движение от подошвы. В связи с этим происходит увеличение водонасыщенности вблизи подошвы пласта, что приводит к еще большей неравномерности обводнения прискважинной зоны, появлению языков обводнения (рис. 60, а).

Неравномерность насыщения промывочной жидкостью прискважинной зоны, особенно характерная для пластов малой мощности,

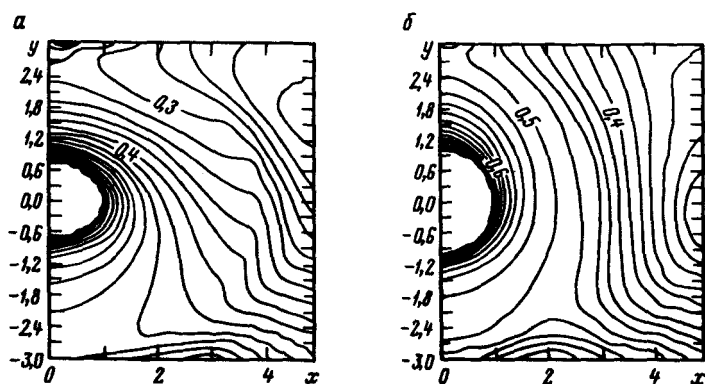


Рис. 60. Изолинии насыщенности промывочной жидкости околоскважинной зоны пласта малой мощности на поздних стадиях обводнения

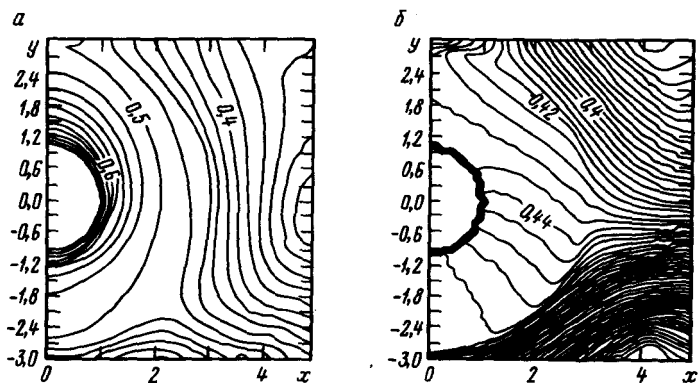


Рис. 61. Изолинии насыщенности при пропитке прискважинной части маломощного пласта ($\mu_1 = 0,5$)

имеет определенную динамику, которая зависит как от мощности исследуемого объекта, так и от параметра μ_0 . Для маломощных пропластков неравномерность обводнения существенна на ранних стадиях, в дальнейшем наблюдается постепенное выравнивание водонасыщенности (рис. 60, б). Проведенные численные исследования по влиянию отношения вязкостей фаз на распределение водонасыщенности в прискважинной зоне показали, что при значениях $\mu_0 \approx 0,5$ языки обводнения практически не возникают (рис. 61, а). Изолинии сгущаются в окрестности подошвы пласта, где градиент насыщенности выше. Обратная картина наблюдается при малых значениях μ_0 , когда вязкости двух фаз различаются на порядок (рис. 62, а). В случае высоковязких нефтей прискважинная часть пласта как бы разделяется языками обводнения на две области. Непосредственно вблизи стенки скважины кривые равной насыщенности описывают эллипс, центр которого смещается в сторону кровли пласта. Градиент водонасыщенности вблизи кровли пласта увеличивается и изолинии сгущаются к кровле.

Длительность контакта промывочной жидкости с пластом не может не сказаться на распределении водонасыщенности в прискважинной зоне. Дисперсная фаза промывочной жидкости, осаждающаяся на стенке скважины во время бурения, затрудняет фильтрацию жидкости. Формулировка граничных условий на стенке скважины задачи (4.57) не учитывает процесса нарастания глинистой корки. Поэтому все сказанное выше можно отнести к начальному этапу формирования зоны проникновения. С ростом глинистой корки поступление фильтрата промывочной жидкости в пласт прекращается и начинается процесс расформирования зоны проникновения, в котором существенную роль будут играть гравитационные и капиллярные силы. Изменение

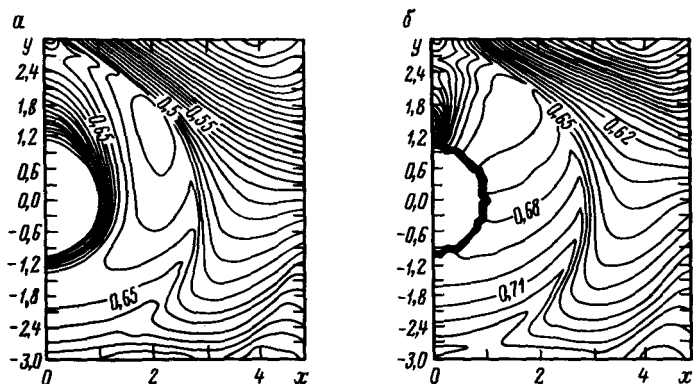


Рис. 62. Изолинии насыщенности при пропитке прискважинной части маломощного пласта ($\mu = 0,025$)

характера обводнения прискважинной зоны будет зависеть от того, на каком этапе начался процесс расформирования, что, в свою очередь, определяется технологическим режимом вскрытия пласта, физическими свойствами бурового раствора и глинистой корки. Для изучения процесса расформирования использовалась модель (4.57) с условиями непротекания на стенке скважины: $\partial S / \partial r = 0$ (при $r = r_c$).

В результате численного моделирования установлено, что состояние околоскважинной зоны высокопроницаемого пласта после прекращения его контакта с промывочной жидкостью полностью зависит от соотношения вязкостей двух фаз. Когда вязкости вытесняемой и вытесняющей жидкостей одного порядка, происходит дальнейшее увеличение градиента водонасыщенности вблизи подошвы пласта и выравнивание водонасыщенности по простиранию пласта (рис. 61, б). При малых значениях μ_0 ($\mu_0 \approx 0,025$) характер распределения водонасыщенности существенно не изменяется, разделение на две области сохраняется, наблюдается дальнейший рост градиента насыщенности вблизи кровли пласта. В части пласта, расположенной в непосредственной близости к стенке скважины, происходит выравнивание водонасыщенности по простиранию пласта (рис. 62, б). Ярко выраженная неравномерность распределения водонасыщенности в прискважинной зоне в случае высоковязких нефтей влечет за собой и соответствующие изменения в фазовых проницаемостях, что несомненно отразится на продуктивности горизонтальной скважины.

Проницаемость околоскважинной зоны в процессе бурения претерпевает изменения. Физические характеристики прискважинной части пласта зависят от режима вскрытия пласта. В связи с этим возникает проблема оценки влияния степени

изменения проницаемости на распределение водонасыщенности в околоскважинной зоне. Изменение насыщенности околоскважинной зоны горизонтальной скважины в результате вариаций абсолютной проницаемости может быть учтено с помощью параметра $T = \mu_1 r_c / (k_{пр} g \rho)$. Имеет место зависимость

$$S(k_{пр2})/S(k_{пр1}) = S(T_1)/S(T_2).$$

Предложенная модель позволяет учитывать влияние на продуктивность горизонтальной скважины таких факторов, как сжимаемость скелета и засорение прискважинной зоны твердыми, жидкими или газообразными частицами. Достаточно универсальный характер модели позволил после некоторой модификации использовать ее для исследования влияния зоны проникновения на продуктивность.

5. Развитие исследований по изучению процессов расформирования зоны проникновения в продуктивных и водоносных пластах

Особенности фильтрационных и массообменных процессов после обсадки скважины. Крепление скважины обсадными трубами приводит к потере гидродинамической связи скважины с пластом. Фильтрационные и массообменные процессы, обуславливающие изменение физических свойств на стадии вскрытия пластов бурением, продолжают и после крепления скважин. В то же время характер и масштабы действия этих процессов существенно изменяются. На стадии вскрытия пластов бурением изменение физических свойств в ОЗ определяется взаимодействием скважины с пластом. Характерное время этого взаимодействия составляет от нескольких суток до десятков в зависимости от времени обсадки скважины. Изменения физических свойств ОЗ после обсадки скважины имеют место в течение всего периода существования скважины. Эти изменения обусловлены процессами взаимодействия ОЗ и процессами, имеющими место в самом пласте при разработке месторождения. В последнем случае на изменения свойств в ОЗ пласта накладываются изменения, происходящие в пласте в процессе разработки (Г.П. Черепанов, Б.М. Орлинский и др.).

Механизм изменения физических свойств после обсадки скважины обусловлен комплексом фильтрационных и массообменных процессов: двухфазной фильтрацией, диффузионными и гравитационными процессами, гидратацией, выпадением солей, сорбцией и т.д. Наиболее существенным отличием процессов после обсадки скважины (стадия расформирования) от стадии вскрытия пластов бурением является их гистерезисный характер. В процессе расформирования фильтрат, поступающий в пласт, увеличивает водонасыщение или минерализацию в невозмущенной об-

5.1. Разработка теоретических основ изучения процессов расформирования зоны проникновения

Теоретической основой изучения механизмов расформирования ЗП являются гидродинамические исследования по динамике ограниченного объема жидкости в процессе его растекания. Решение задач о растекании бугра грунтовых вод были даны в работах П.Я. Полубариновой-Кочиной и Г.И. Баренблатта. Задача о выравнивании границы раздела ограниченного объема газа в водоносном пласте рассматривалась И.А. Чарным. Проведенный к настоящему времени анализ динамики расформирования ЗП базировался на результатах вышеперечисленных работ. В то же время результаты модельных экспериментов В.И. Азаматова и Б.М. Орлинского и анализ ГИС показали, что фактическое изменение положения фронта проникновения и вычисленное с использованием имеющихся теоретических решений могут отличаться в десятки раз. Более того, анализ ГИС (Я.Н. Басин, Б.Н. Литвинов, Р.А. Резванов, Н.И. Кривко) показывает, что сформировавшаяся ЗП может находиться в неизменном состоянии в течение нескольких лет. Отсутствие расформирования ЗП не может быть объяснено исходя из классических моделей теории фильтрации, поскольку факт ее образования указывает на наличие фильтрационных процессов. Капиллярные и гидростатические силы, различие концентраций солей в фильтрате и пластовой воды должны приводить к полному восстановлению физических свойств в процессе расформирования. Однако эффекта полного расформирования ЗП в большинстве случаев не наблюдается. Причины такого явления связаны с гистерезисным характером процессов расформирования ЗП.

Экспериментальные исследования показывают, что фильтрационные свойства и полнота вытеснения жидкости и газа существенно меняются в зависимости от направленности процессов. Так, функции фазовых проницаемостей и капиллярного давления различны для режимов пропитки и дренажа. Интенсивность массообменных процессов определяется также направлением фильтрации. В области, где фильтрат находится длительный промежуток времени, массообменные процессы уже завершились, в области кратковременного контакта фильтрата с породой влияние массообмена несущественно. К началу наших исследований по проблеме научные основы изучения вышеуказанных процессов отсутствовали. В связи с этим было проведено исследование процессов растекания и выравнивания границы раздела двух жидкостей с учетом неполноты вытеснения и явления гистерезиса (И.Н. Кочина, Н.Н. Михайлов, М.В. Филинов). В качестве основы исследований была использована классическая задача о растекании бугра жидкости на непроницаемом водоупоре с учетом эффектов защемления и гистерезиса.

Рассмотрим газоносный пласт бесконечной мощности с непроницаемым горизонтальным основанием. В начальный момент име-

ется сформировавшийся бугор жидкости, который затем растекается под действием силы тяжести по пласту, причем жидкость вытесняет газ не полностью, а занимает только долю объема пор, равную k_b . Насыщенность жидкости в исходном бугре составляет тоже k_b . В том объеме, который жидкость занимала ранее, также остается некоторое количество жидкости, остаточная насыщенность ее $k_{об} < k_b$.

Будем считать, что в начальный момент жидкость занимала некоторый объем, симметричный относительно оси z (см. рис. 63).

Выведем дифференциальное уравнение для высоты бугра жидкости (напор) $h(r, t)$, считая движение осесимметричным. Заранее примем, что всюду, кроме точки $r = 0$, производная $\partial_r h < 0$.

Принимая предпосылки гидравлической теории безнапорного движения и считая, что давление по высоте меняется по закону гидростатики, можно написать выражение расхода жидкости через цилиндрическую поверхность $2\pi rh$ (рис. 63):

$$q_1 = - (k_0/\mu_2)2\pi rh \text{ grad } p = -(k_0/\mu_2)p_B g 2\pi rh \text{ grad } h = \\ = - (k_0 p_B g \pi / \mu_2) r \partial_r h^2,$$

здесь давление $p = p_1 + p_B gh$, p_1 - давление в газовом пласте.

Приравнивая изменение расхода жидкости к изменению объема ее за счет уменьшения насыщенности от k_b до остаточной $k_{об}$, получим уравнение Буссинеска

$$\partial_t h = [k_0 p_B g / 2m_0 \mu_2 (k_b - k_{об})] r^{-1} \partial_r (r \partial_r h^2), \quad (5.1)$$

которое имеет место только при условии $\partial_t h < 0$, т.е. для значений $r < r_a$.

Для значений $r > r_a$ ($\partial_t h > 0$) при повышении уровня жидкости насыщенность изменяется от нуля до k_b . Здесь дифференциальное уравнение имеет вид

$$\partial_t h = k_0 p_B g / 2m_0 \mu_2 k_b r^{-1} \partial_r (r \partial_r h^2). \quad (5.2)$$

Таким образом, задача о растекании бугра жидкости с учетом остаточной насыщенности свелась к решению уравнения Буссинеска с разрывным коэффициентом, зависящим от производной напора по времени:

$$\partial_t h = C_1 r^{-1} \partial_r (r \partial_r h^2), \quad \partial_t h < 0, \\ \partial_t h = C_2 t^{-1} \partial_r (r \partial_r h^2), \quad \partial_t h > 0, \quad (5.3)$$

где

$$C_1 = k_0 p_B g / 2m_0 \mu (k_B - k_{OB}),$$

$$C_2 = k_0 p_B g / 2m_0 \mu_2 k_B \quad (5.4)$$

при условиях

$$h(\infty, t) = 0; \quad (5.4a)$$

$$\partial_r h = 0 \text{ при } r = 0 \quad (5.5)$$

(последнее условие (5.5) вытекает из симметрии решения относительно оси z и отсутствия притока жидкости на оси симметрии) и с условиями непрерывности напора $h(r, t)$ и производной по r в точке, где $\partial_r h = 0$. Непрерывность производной следует из постоянства коэффициента проницаемости k_0 пористой среды, разрывность коэффициента C связана с остаточной водонасыщенностью.

Начальное условие

$$h(r, 0) = (M/r^2) h_0(r/r_0), \quad (5.6)$$

где M - объем жидкости в начальный момент; r_0 - начальный радиус бугра.

Таким образом, существенное отличие этой модели от классических заключается в том, что не выполняется условие сохранения массы жидкости в бугре, так как часть ее (с насыщенностью k_{OB}) остается за пределами бугра. Это создает дополнительную нелинейность, связанную с наличием в задаче подвижной границы зоны заземления $r_a(t)$, на которой претерпевает разрыв коэффициент в уравнении для напора.

Автомодельность процесса растекания бугра жидкости. В полученной модели напор h зависит от размерных определяющих параметров r, t, C_1, C_2, M, r_0 . Обозначим через L, T, h размерности длины, времени, напора соответственно. Для удобства введена независимая размерность напора. Это возможно, так как для рассматриваемой задачи несущественно, что размерности длины и напора одинаковы. Тогда $[r] = L, [t] = T$ и $[C_1] = [C_2] = [h]^{-1} L^2 T^{-1}, [M] = L^2 [h], [r_0] = L$ и можно составить три безразмерные комбинации:

$$\xi = r / (C_1 M t)^{1/4}, \quad \eta = r_0 / (C_1 M t)^{1/4}, \quad C_2 / C_1,$$

от которых зависит безразмерный напор

$$\bar{h} = h / (M / C_1 t)^{1/2} = F(\xi, \eta, C_2 / C_1) \quad (5.7)$$

или

$$h = (M / C_1 t)^{1/2} F(\xi, \eta, C_2 / C_1). \quad (5.8)$$

Задача Коши, определяемая уравнением (5.3), условиями (5.5) - (5.6) и условиями непрерывности функции и ее производной по r , имеет асимптотическое предельное решение в виде

автомодельного решения 2-го рода, к которому стремится решение невырожденной задачи при больших значениях времени.

Предполагая, что решение (5.8) существует, рассмотрим его асимптотику при $t \rightarrow \infty$; при этом $\eta \rightarrow 0$, а значения переменной t возьмем настолько большими, чтобы ξ оставалось конечным. Тот же результат получим, устремляя r_0 к нулю и оставляя конечными значения r и t . Но условие $r_0 \rightarrow 0$ означает, что начальное распределение жидкости - типа мгновенного источника. Из теории автомодельности асимптотик известно, что для рассматриваемой задачи решения типа мгновенного источника не существует. Значит и конечного предела функции (5.8) при $\eta \rightarrow 0$ и конечном ξ не существует.

Будем искать теперь решение задачи в виде неполной асимптотической автомодельности по аргументам ξ и η , т.е. предположим, что решение имеет вид

$$\bar{h} = F(\xi, h, C_2/C_1) = \eta^\gamma f(\xi \eta^{-\varepsilon}, C_2/C_1) \quad (5.9)$$

или

$$\bar{h} \eta^{-\gamma} = f(\xi \eta^{-\varepsilon}, C_2/C_1).$$

Здесь γ и ε - некоторые действительные числа, которые в принципе не могут быть найдены из анализа размерности, а новые безразмерные переменные $\bar{h} \eta^{-\gamma}$ и $\xi \eta^{-\varepsilon}$ конечны при $r_0 \rightarrow 0$.

Подставляя выражение для функции F из (5.9) в (5.8) и раскрывая значения ξ и η , получим

$$h(r, t) = [M^{(2-\gamma)/4} r_0^\gamma / (C, t)^{(2+\gamma)/4}] f[r/r_0^\varepsilon (MC, t)^{(1-\varepsilon)/4}, C_2/C_1]. \quad (5.10)$$

Чтобы параметры $\bar{h} \eta^{-\gamma}$ и $\xi \eta^{-\varepsilon}$ были конечны при $r_0 \rightarrow 0$ нужно устремить M к нулю или к бесконечности (в зависимости от знака γ и ε) так, чтобы произведения $M^{(2-\gamma)/4} \cdot r_0^\gamma$ и $M^{(1-\varepsilon)/4} \cdot r_0^\varepsilon$ оставались конечными.

Обозначим

$$\alpha = (2 + \gamma)/4, \quad \beta = (1 - \varepsilon)/4, \\ A = M^{(2-\gamma)/4} r_0^\gamma / C_1^{(2+\gamma)/4} = M^{1-\alpha} r_0^{4\alpha-2} / C_2^\alpha, \quad (5.11)$$

$$B = (MC_1)^{(1-\varepsilon)/4} r_0^\varepsilon = (MC_1)^\beta r_0^{-4\beta}, \quad \xi = r/Bt^\beta.$$

Тогда

$$h = At^{-\alpha} f(\xi, C_2/C_1). \quad (5.12)$$

Выражение (5.12) представляет собой автомодельное решение 2-го рода, оно определяет асимптотику задачи Коши, представ-

ленной уравнением (5.3) с условиями (5.5), (5.6), а также с условиями непрерывности функции и ее производной по r .

Параметры α и β неизвестны и наряду с коэффициентами A , B подлежат определению независимым образом.

Подставив $h(r, t)$ в виде (5.12) в первое из уравнений (5.3), получим

$$d^2f/d\xi^2 + \xi^{-1}df^2/d\xi + (B^2t^{(\alpha+2\beta-1)}/AC_1)(\alpha f + \beta\xi df/d\xi) = 0. \quad (5.13)$$

Как видно, для существования автомодельного решения необходимо, чтобы выполнялось условие

$$\alpha + 2\beta = 1,$$

но тогда из (5.11) следует, что

$$A = B^2/C_1,$$

и уравнение (5.13) принимает вид

$$d^2f/d\xi^2 + \xi^{-1}df^2/d\xi + (\alpha f + \beta\xi df/d\xi) = 0, \quad (5.14)$$

оно имеет место при $\partial_t h < 0$ или при условии

$$(\alpha f + \beta\xi df/d\xi) > 0. \quad (5.15)$$

Из второго уравнения (5.3) получаем уравнение

$$d^2f/d\xi^2 + \xi^{-1}df^2/d\xi + C_1/C_2(\alpha f + \beta\xi df/d\xi) = 0, \quad (5.16)$$

выполняющееся при условии $\partial_t h > 0$ или

$$(\alpha f + \beta\xi df/d\xi) < 0.$$

Кроме того, из условий (5.4а), (5.5) имеем

$$f'(0) = 0, \quad f(\infty) = 0 \quad (5.17)$$

и функция $f(\xi, C_2/C_1)$ непрерывна всюду вместе со своей производной.

Решение уравнений (5.14) и (5.16) при условиях (5.17) может быть получено только с точностью до постоянной, так как не может быть использован закон сохранения массы, который для данной задачи принимает неинтегрируемую форму.

Уравнения (5.14) и (5.16) решались численно, причем принималось (для нормировки), что

$$f(1) = 0. \quad (5.18)$$

При этом из уравнения (5.16) следует, что

$$f'(1) = -C_1\beta/2C_2, \quad (5.19)$$

значения β определялись методом половинного деления. Искомое значение β соответствовало условию $|f'(0) - D| < \epsilon$, где ϵ - точность расчетов. Графики зависимостей $f(\xi, C_2/C_1)$ и $\beta(C_2/C_1)$ приведены на рис. 64 и 65.

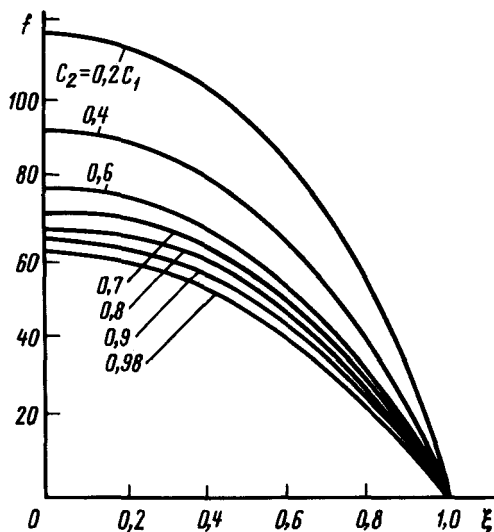


Рис. 64. Зависимости $f(\xi, C_2/C_1)$ для различных значений C_2/C_1

Для определения напора по формуле (5.12) нужно знать константу A , которая может быть найдена путем склейки автомодельного решения (5.12) с неавтомодельным. Из (5.11) при условии (5.18) определяется координата переднего фронта движения жидкости

$$r_\Phi = \xi_\Phi V t^\beta = V t^\beta = (AC_1)^{1/2} t^\beta. \quad (5.20)$$

Сопоставим результаты расчетов неавтомодельного решения и асимптотического автомодельного (5.12).

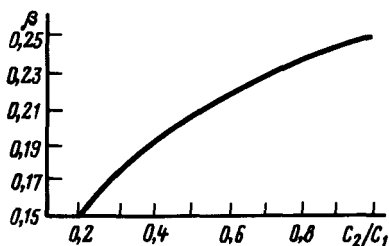


Рис. 65. Зависимость показателя степени β в выражении (5.11) от значений C_2/C_1

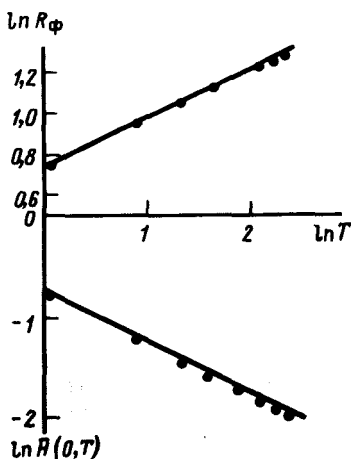


Рис. 66. Зависимости логарифма фронта растекания $\ln R_\Phi$ и логарифма высоты бугра $\ln H(0, T)$ от логарифма времени $\ln T$ для неавтомодельного решения

Автомодельное решение в безразмерной форме имеет вид

$$\bar{H}(R, T) = A_1 T^{-\alpha} f(\xi, C_2/C_1), \quad (5.21)$$

где

$$A_1 = A(2C_2)^\alpha / h_0^{\alpha+1}, \quad R = r/r_0, \quad T = 2C_2 t h_0 / r_0^2, \quad \bar{H} = h/H,$$

а координата переднего фронта

$$R_\Phi = B_1 T^\beta, \quad (5.22)$$

где

$$B_1 = (A_1 C_1 / 2C_2)^{1/2}.$$

В логарифмических координатах получим

$$\ln \bar{H}(0, T) = -\alpha \ln T + \ln [A_1 f(0, C_2/C_1)], \quad (5.23)$$

$$\ln R_\Phi = \beta \ln T + \ln B_1, \quad (5.24)$$

т.е. прямые линии с угловыми коэффициентами α и β и отрезками, отсекаемыми на осях координат, равными $\ln [A_1 f(0, C_2/C_1)]$ и $\ln B_1$ соответственно.

Для случая $C_2/C_1 = 0,9$ из графика на рис. 65 следует, что $\beta = 0,243$, тогда $\alpha = (1 - 2\beta) = 0,514$.

Для неавтомодельного решения угловые коэффициенты прямых, представленных на рис. 66, равны соответственно 0,497 и 0,238, так что с точностью до 3% их можно считать равными α и β . Следовательно, при больших значениях времени неавтомодельное решение выходит на автомодельный режим и определяется формулой (5.21), а графики на рис. 66 удовлетворяют уравнениям (5.23) и (5.24). Отрезки, отсекаемые прямыми на осях координат, равные $\ln [A_1 f(0, C_2/C_1)]$ и $\ln B_1$, позволяют определить значения A_1 и B_1 и проверить выполнение зависимости $A_1 = (2C_2/C_1) B_1^2$. Для $C_2/C_1 = 0,9$ имеем из графика рис. 66 $f(0; 0,9) = 0,0645$ и соотношения между A_1 и B_1 оказываются выполненными с точностью до 6%.

Описанная гидродинамическая модель учитывает в явном виде гистерезисный характер растекания и эффекты защемления. Анализ полученного решения показывает, что защемление существенно влияет на динамику растекания. В то же время вид зависимостей радиуса растекания и высоты бугра от времени сохраняется таким же, как и для классических моделей ($C_2/C_1 = 1$). Эффекты защемления оказывают влияние на скорость процесса растекания. В случае полного защемления ($k_a = k_{об}$) коэффициент C_1 равен нулю, и бугор не растекается.

Аналогичные выводы получаются и из анализа влияния эффектов защемления на выравнивание границы раздела газ - вода при всплывании в водоносном пласте (В.Ф. Баклановская, И.Н. Кочина и др.).

Выводы, вытекающие из рассмотренных моделей, имеют принципиальное значение при изучении динамики изменения физичес-

ких свойств после обсадки скважины. Гистерезисный характер процессов, определяющих эти изменения, приводит к возникновению осложняющих явлений, связанных с проявлением эффектов защемления и наличием особых ОЗ с измененными физическими свойствами. Наличие этих зон приводит к существенным изменениям механизма расформирования ЗП.

5.2. Исследование процессов расформирования зоны проникновения на основе классических представлений

Основные представления о расформировании ЗП после обсадки скважины рассмотрены в подразд. 1.2. Согласно этим представлениям расформирование ЗП в неразрабатываемых пластах происходит под действием капиллярных и гравитационных сил, а также в результате диффузии.

Капиллярное расформирование зоны проникновения продуктивных пластов. После крепления скважины обсадными трубами поступление фильтрата глинистого раствора из скважины в пласт прекращается, и между скважиной и пластом гидродинамический градиент давлений становится равным нулю. Дальнейшее внедрение фильтрата глинистого раствора в пласт обусловлено действием только капиллярных и гидростатических сил. В пластах ограниченной мощности действие капиллярных сил является определяющим. Под действием капиллярного перепада фильтрат растекается по продуктивному пласту, а нефть или газ поступают в область, ранее занятую фильтратом. С точки зрения классической теории фильтрации процесс описывается уравнением Раппопорта-Лиса при отсутствии притока фильтрата в пласт (уравнение капиллярной пропитки).

Изучение динамики капиллярной пропитки для линейных и радиальных течений проведено в работах Б.И. Леви, В.М. Рыжина, М.И. Швидлера и др. Однако проведенные исследования соответствовали процессам капиллярного вытеснения нефти и газа смазывающей фазой и не могут быть использованы для анализа капиллярного расформирования ЗП. При капиллярном впитывании объем фильтрата, проникшего в пласт, возрастает во времени, в то время как при капиллярном расформировании количество фильтрата, поступившее в пласт на стадии формирования, сохраняется неизменным. На линейной модели пласта проведено исследование капиллярного растекания ограниченного объема жидкости (Л.Б. Берман, 1972). Было установлено, что водонасыщение при расформировании зоны проникновения зависит от капилляропроводности пласта и изменяется во времени по закону, близкому к экспоненциальному. Эти исследования носили качественный характер. Как отмечено выше, количественное исследование данного процесса ранее не проводилось, автором была осуществлена математическая постановка задачи о капиллярном расформировании и проведено численное моделирование динамики этого процесса. Процесс расформирования ЗП действи-

ем капиллярных сил был рассмотрен как процесс капиллярного растекания бугра водонасыщенности в окрестности скважины.

В принятых ранее обозначениях уравнение пропитки получается из уравнения (4.13) при отсутствии расхода фильтрата глинистого раствора в пласт ($q_0(t) = 0$)

$$\partial_t \sigma = r^{-1} B \partial_r [r K(\sigma) \partial_r \sigma]. \quad (5.25)$$

Краевое условие на стенке скважины следует из условия гладкости насыщенности в окрестности скважины

$$\partial_r \sigma \Big|_{r=r_s} = 0. \quad (5.26)$$

На достаточном удалении от стенки скважины при $r = r_1(t)$ насыщенность всегда остается постоянной, так как скорость движения фронта пропитки конечна, т.е.

$$\sigma(r_1, t) = 0, \quad (5.27)$$

$$\sigma(r, 0) = \begin{cases} f(r), & r_s \leq r \leq R_{зп}, \\ 0 & \text{при } r > R_{зп}. \end{cases} \quad (5.28)$$

Уравнение (5.25) совместно с условиями (5.26) - (5.28) полностью определяет динамику растекания бугра водонасыщенности под действием капиллярных сил.

Существенным отличием модели (5.25) - (5.28) от моделей капиллярной пропитки является постоянство объема фильтрата Q в процессе расформирования:

$$Q = \int_{r_s}^{r_1(t)} \sigma(r, t) r dr = \text{const.}$$

Это свойство процесса использовалось при контроле результатов численного моделирования.

Инспекционный анализ уравнения (5.25) и граничных условий показывает, что изменение коэффициента подвижного водонасыщения в процессе расформирования зависит от следующих параметров:

$$\sigma = \Phi(B, t, r_s, R_{зп}, \mu_0, f_1(\sigma), f_2(\sigma) J(\sigma), \sigma_{пл}) \quad (5.29)$$

Из последнего соотношения следует, что общее число определяющих параметров - 9. В число определяющих параметров входят радиус ЗП и относительная вязкость (μ_0). Остальные параметры из набора (5.29) совпадают с соответствующими параметрами на стадии формирования ЗП (4.17).

Введем новое безразмерное время $T = B \cdot t$, которое определяется как

$$T = t \tilde{\sigma} \cos \theta J(k_{об}) f_1(k_{об}) (\tau k_0 / m_0)^{1/2} \mu_1 (k_B^* - k_{об}^*) R_x^2$$

и безразмерный радиус $r^* = r/R_x$, где R_x - характеристический радиус.

В отличие от задачи о растекании бугра грунтовых вод, в задаче о капиллярном растекании фильтрата в окрестности скважины два характерных радиуса - радиус зоны проникновения и радиус скважины. Выбор R_x зависит от условий проведения ГИС и начального состояния ЗП.

При фиксированном диаметре скважины и различных значениях радиуса ЗП последний удобно принять в качестве характерного радиуса. При изменяющемся диаметре скважины в качестве характерного радиуса берется r_s . При малых значениях параметра

Π распределение водонасыщенности в ЗП на момент окончания ее формирования с достаточной для практики точностью можно аппроксимировать ступенчатой функцией. В этом случае характерным радиусом является $r_{зп}$. При плавном изменении водонасыщения в зоне проникновения (большие значения параметра Π , размеры ЗП) достоверно определить радиус ЗП невозможно и характерным радиусом является радиус скважины.

Исследование влияния определяющих параметров на динамику расформирования зоны проникновения проводилось путем численного моделирования по методу, разработанному автором. Для газоносных пластов исследование проведено автором и Р.А. Резвановым. Аналогичные результаты для нефтеносных пластов получены А.Я. Фельдманом, В.А. Юдиным.

Динамика капиллярного расформирования ЗП при автоматическом режиме вытеснения дана на рис. 67, а. При моделировании было принято

$$R_x = R_{зп}, \mu_0 = 0,01, f(r) = \begin{cases} 1, & r_s/R_{зп} \leq r^* \leq 1, \\ 0, & r^* > 1. \end{cases}$$

Результаты моделирования показывают, что размазывание начального распределения водонасыщенности происходит относительно быстро. Начиная с некоторого момента времени T (на рис. 67, а $T = 0,05$), на распределении $\sigma(r^*)$ появляется точка перегиба и четко прослеживается фронт растекания фильтрата. В начальной стадии расформирования изменение насыщенности во времени происходит в области фронта, на стенке скважины изменение насыщенности начинается только через некоторое время T_0 . В области, прилегающей к стенке скважины, насыщенность слабо изменяется в радиальном направлении. Это означает, что для ядерно-геофизических методов, обладающих малой глубиной, радиальная неоднородность по водонасыщению будет сказываться на показаниях методов лишь при значениях $R_{зп} \approx 2r_s$. При значениях $R_{зп} > 2-3r_s$ радиальные изменения насыщенности в области чувствительности ядерно-геофизических методов несущественны.

На рис. 67, б, в показана динамика расформирования ЗП с плавным изменением водонасыщения в радиальном направлении в начальный момент. Формирование зоны проникновения проис-

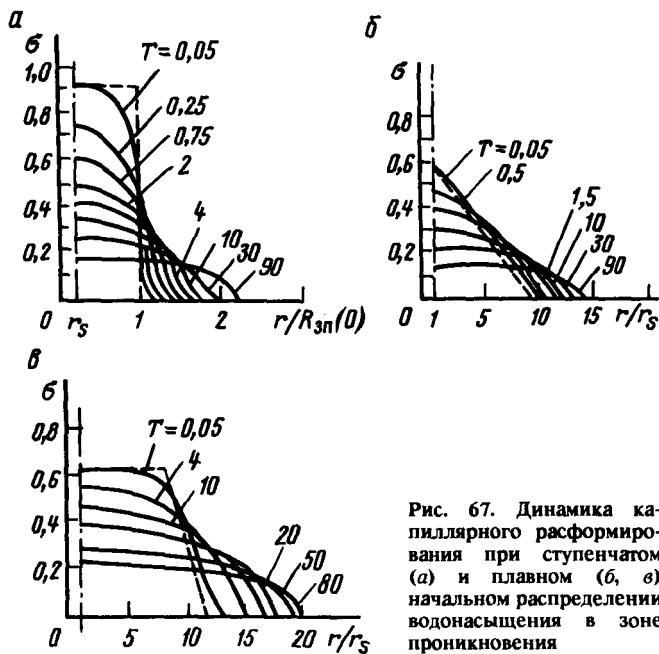


Рис. 67. Динамика капиллярного расформирования при ступенчатом (а) и плавном (б, в) начальном распределении водонасыщения в зоне проникновения

ходило при капиллярно-напорном режиме, $\sigma(r_s, 0) = 0,6$, начальное распределение показано пунктирной линией. Из анализа пространственно-временных распределений коэффициента подвижного водонасыщения следует, что начальное распределение насыщенности в зоне проникновения оказывает влияние на динамику процесса лишь в самой начальной стадии. При дальнейшем расформировании ЗП динамика этого процесса становится аналогичной случаю, рассмотренному на рис. 67, а

Автомодельность процесса капиллярного расформирования по параметру μ_0 . Сравнение результатов изучения динамики капиллярного расформирования зоны проникновения для случая газоносного пласта ($\mu_0 \approx 0 \div 0,01$) с аналогичными результатами для нефтеносных пластов ($\mu_0 \geq 1 \div 10$) указывает на идентичность характера расформирования в этих двух случаях. Для выяснения различий было проведено моделирование процесса расформирования при различных значениях параметра μ_0 (0, 0,1; 1; 10). Как видно из рис. 68, влияние относительной вязкости сказывается на динамике расформирования лишь в начальной стадии этого процесса. Начиная с некоторого момента времени $t_1(\mu_0)$ наступает автомодельность по этому параметру и в дальнейшем процесс расформирования перестает зависеть от относительной вязкости.

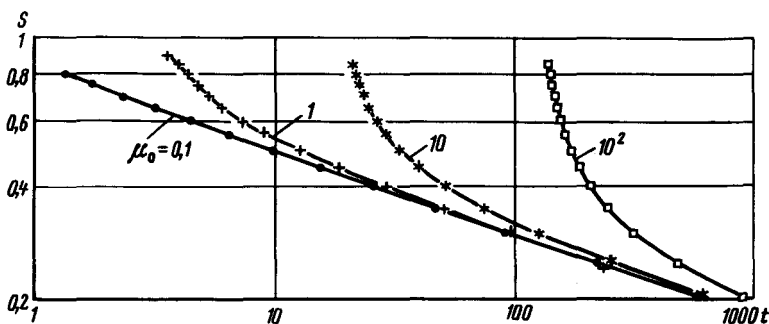


Рис. 68. Моделирование расформирования ЗП при различных относительных вязкостях. Начальное распределение $S = 0,9(1 - (x - 0,1)/RN^3)$

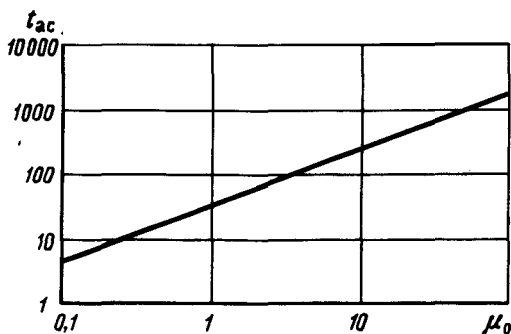


Рис. 69. Моделирование расформирования ЗП. Зависимость времени выхода на асимптоту t_{ac} от относительной вязкости μ_0

На рис. 69 дана зависимость времени наступления автотельности по параметру $t_1(\mu_0)$ от значений μ_0 . Как видно из графика, рост времени t_1 от значений параметра μ_0 носит степенной характер. Из проведенных исследований следует, что для маловязких нефтей ($\mu_0 \approx 0,1 \div 1$) и для газоносных пластов ($\mu_0 \approx 0 \div 0,01$) закономерности процесса расформирования идентичны уже в начальной стадии процесса, для нефтей повышенной вязкости ($\mu_0 > 10$) идентичность наступает на более поздней стадии расформирования.

Автотельная стадия процесса расформирования зоны проникновения. Как указывалось выше, такие детали начального состояния, как радиус зоны проникновения, характер распределения водонасыщения, а также относительная вязкость μ_0 , оказывают влияние на процесс лишь в его начальной стадии. Эта стадия расформирования является не автотельной. Для анализа процесса на поздней стадии были проведены специальные исследования.

Как видно из рис. 70, на начальной стадии процесса зависимость $\sigma/\sigma_{max} = f(T/T_0)$ носит логарифмический характер и описывается соотношением

$$\sigma(r_s, T) = \sigma(r_s, 0) [1 - A \ln(T/T_0)]. \quad (5.30)$$

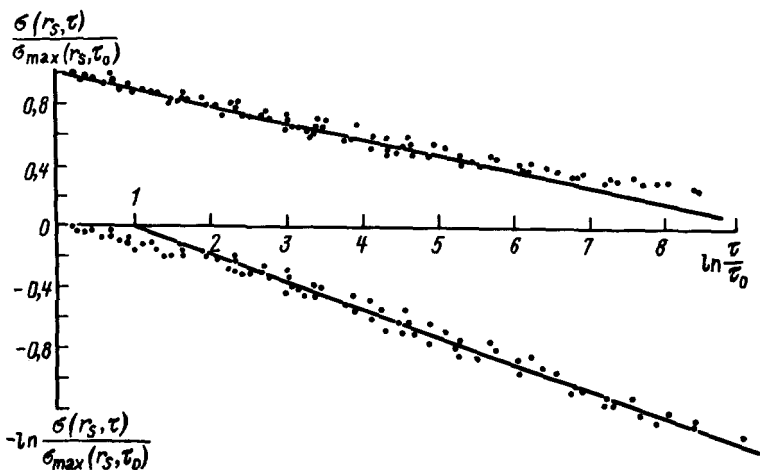


Рис. 70. Сопоставление относительного изменения коэффициента подвижного водонасыщения и логарифма этой величины с логарифмом относительного изменения времени

По мере развития процесса расформирования происходит отклонение $\sigma(r, T)/\sigma_{\max}$ от указанной зависимости. При $\sigma/\sigma_{\max} \approx 0,35$ соотношение (5.30) перестает выполняться.

Для значений $\sigma/\sigma_{\max} \leq (0,85 \div 0,9)$ зависимость $\sigma/\sigma_{\max}(T/T_0)$ аппроксимируется степенной функцией, описывающей процесс в течение всего периода расформирования.

Зависимости (рис. 70) носят универсальный характер, так как на них не влияют ни начальное состояние зоны проникновения, ни коллекторские и поверхностно-молекулярные свойства, ни отношение вязкостей флюидов. Относительная скорость изменения подвижного водонасыщения в процессе расформирования определяется только структурой порового пространства (видом кривых фазовых проницаемостей и капиллярного давления). Наличие степенных зависимостей $\sigma/\sigma_{\max}(T/T_0)$ и $R_{\text{эп}}(T)/R_{\text{эп}}(0) = f(T/T_0)$ указывает на существование асимптотически автомодельного распределения $\sigma(r, T)$ при расформировании зоны проникновения.

По аналогии с задачей о растекании бугра грунтовых вод можно показать, что начиная с некоторого момента времени, распределение коэффициента подвижной водонасыщенности стремится к асимптотическому и в автомодельных координатах описывается единой кривой.

Как видно из рис. 71 асимптотически автомодельная стадия расформирования наступает довольно быстро. Для приведенного случая начальное распределение водонасыщения в зоне проник-

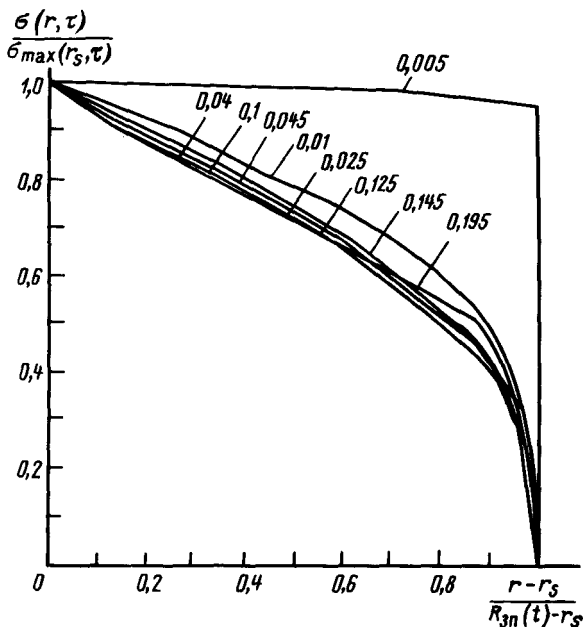


Рис. 71. Динамика капиллярного расформирования в автомодельных переменных

новения было задано в виде ступеньки. Тем не менее, уже при $T = 0,01$ максимальное отклонение $\sigma(r, T)$ от асимптотически автомодельного составляет не более 5%, т.е. через незначительный промежуток времени после обсадки скважины распределение коэффициента подвижного водонасыщения в зоне проникновения с достаточной для практики точностью описывается зависимостью

$$\sigma(r, T) = \sigma(r_s, T) [1 - [(r - r_s)/(R_{3n}(T) - r_s)]^2]^{n_1}.$$

Зависимость эквивалентна аналогичной зависимости для стадии формирования ЗП с той лишь разницей, что $\sigma(r_s, T)$ убывает в процессе расформирования по степенному закону.

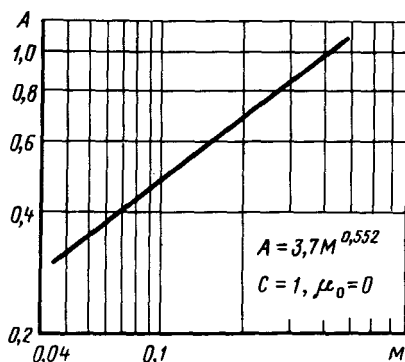
Окончательно динамическая модель капиллярного расформирования представляется в виде

$$\sigma(r_s, T) = AT^{-\alpha} \{1 - [(r - r_s)/(R_{3n}(T) - r_s)]^2\}^{n_1}, \quad (5.31)$$

где A - постоянный коэффициент, зависящий от объема внедрившегося фильтрата (см. рис. 72).

Показатель степени α зависит лишь от структуры порового

Рис. 72. Моделирование расформирования ЗП. Зависимость коэффициента A от массы фильтра M



пространства (вида функций фазовых проницаемостей и капиллярного давления).

Сопоставление результатов изучения процесса капиллярного расформирования с результатами изучения этого процесса методами ГИС.

С целью определения области применимости полученных результатов было проведено сопоставление расчетных зависимостей с результатами исследований капиллярного расформирования промыслово-геофизическими методами. Промысловые эксперименты по изучению капиллярного расформирования зоны проникновения методами ГИС проводились на Украине, в Средней Азии, на Вуктыле, в Западной Сибири и в некоторых других районах. Основной объем исследований проведен для условий газовых месторождений. В нефтяных пластах процесс капиллярного расформирования ЗП длится годы, и на расформирование ЗП начинают оказывать влияние процессы, протекающие при разработке пластов (Б.М. Орлинский, Р.А. Резванов и др.). Поскольку динамика расформирования в нефтеносных и газоносных пластах идентична и определяется теми же безразмерными комплексами, для сопоставления использовались газоносные пласты.

Для сравнения расчетных и замеренных во времени промыслово-геофизическими методами газонасыщенностей использовалось большое количество измерений, охватывающих весь диапазон изменения газонасыщенности в ОЗ, в сочетании с данными о коллекторских и поверхностно-молекулярных свойствах. Для сопоставления были выбраны исследования, проведенные на месторождении Газли (горизонты IX и X).

Сопоставление было проведено по группам пластов с различными ФЕС, выделенным Л.Б. Берманом и В.С. Нейманом.

В пластах с наиболее высокими ФЕС (31 пласт) отток фильтра бурового раствора в пласт прекращается еще до обсадки скважины, поэтому для этой группы пластов можно сравнивать только время расформирования. По зависимости $k_{зп} = f(t)$ пласты этой группы ко времени проведения первого замера пос-

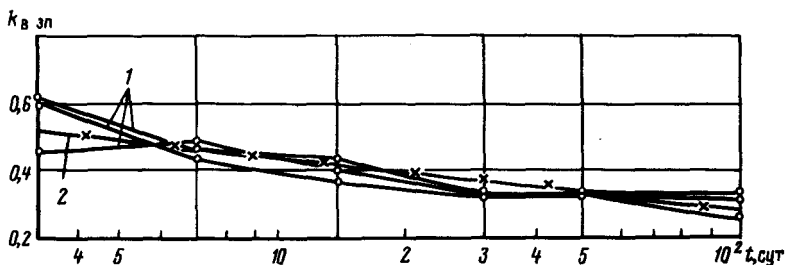


Рис. 73. Сопоставление расчетных (2) зависимостей $k_{в зп}(t)$ с данными промыслово-геофизических исследований (1)

ле обсадки скважины уже восстановили свою начальную газонасыщенность. По расчетным зависимостям время расформирования для пластов первой группы составило около 10 сут после прекращения фильтрации. Время после вскрытия пласта до обсадки - 13 сут, т.е. согласие результатов хорошее. Для контроля сравнивали время расформирования от $k_{г крит}$ критического до $k_{г нач}$ начального: $k_{г крит} = 0,67$, $k_{г нач} = 0,86$. Время изменения газонасыщенности от $k_{г крит}$ до $k_{г нач}$ равно 3 сут; время, определенное экспериментально, ≤ 5 сут, т.е. и по этому параметру согласие результатов хорошее.

Зависимости $k_{в зп} = f(t)$ для второго типа коллекторов (общее количество пластов 20), полученные в скважинных условиях, за исключением первого замера, незначительно различаются между собой. На рис. 73 приводятся примеры сопоставления расчетных и измеренных зависимостей $k_{в зп} = f(t)$, из которых видно, что вид расчетной зависимости (5.30) для группы хорошо согласуется с зависимостями, полученными по промыслово-геофизическим замерам. Время изменения газонасыщенности от $k_{г крит}$ (0,65) до $k_{г нач}$ (0,75) по расчетам составляет около 16 сут, определенное по временным исследованиям - 10-40 сут, т.е. совпадение удовлетворительное.

Экспериментальные зависимости $k_{в зп} = f(t)$ для третьего типа коллекторов (общее количество пластов 20) дают больший разброс параметров. Сопоставление расчетных и экспериментальных зависимостей указывают на их совпадение. Однако расчетное время изменения газонасыщенности от $k_{г крит}$ до $k_{г нач}$ систематически занижено по сравнению с фактическим.

Для четвертой группы коллекторов расчетное время изменения газонасыщенности во всех случаях меньше измеренного. Однако вид зависимостей $k_{г} = f(t)$ совпадает и для этого класса коллекторов.

Проведенное сопоставление показало, что с ухудшением коллекторских свойств модель капиллярного расформирования, основанная на классической теории Раппопорта-Лиса, становится неадекватной реальному процессу расформирования.

Диффузионное расформирование зоны проникновения. В водонесных пластах ограниченной мощности изменение минерализации после обсадки скважины происходит в основном под действием диффузионных процессов. Диффузионное расформирование зоны проникновения исследовалось Л.Б. Дворкиным, который, используя теорию молекулярной диффузии, рассмотрел процесс диффузионного расформирования как процесс растекания избыточной концентрации солей, мгновенно образовавшейся в виде дельта-функции в начальный момент времени. В работе А.Я. Фельдмана и других был проведен учет реального размера зоны проникновения при диффузионном расформировании. Показано, что скорость выравнивания минерализации существенно зависит от начального радиуса ЗП и определяется безразмерным временем $T = tD_m/R_{зп}^2$.

Такой вывод сделан авторами при задании начального состояния зоны проникновения в виде ступенчатой функции. Подобное распределение концентрации солей на стадии формирования зоны проникновения возможно лишь при очень малых значениях коэффициента гидродинамической дисперсии λ . Для реальных пористых сред $\lambda \gg 0$ и профиль насыщенности пор фильтратом таков, что в завершающей стадии формирования зоны проникновения выделить даже условный радиус зоны проникновения затруднительно (см. рис. 53).

В связи с этим было проведено исследование динамики диффузионного расформирования при начальном состоянии зоны проникновения, отличном от ступенчатого, определенном по динамике вытеснения пластовой воды фильтратом глинистого раствора.

При исследовании использовалась модель диффузионного расформирования, основанная на теории молекулярной диффузии (см. подразд. 6)

$$x^{-1} \partial_x (x \partial_x s_{\phi}^*) = \partial_{\tau} s_{\phi}^*, \quad (5.32)$$

где $x = r/r_s$; $s_{\phi}^* = S_{\phi \max}$; $S_{\phi \max}$ - максимальное значение фильтрато-насыщения стадии формирования; T - безразмерное время, $T = tD_m/r_s^2$. Граничные и начальные условия были

$$\partial_x s_{\phi}^*(x, T) \Big|_{x=1} = 0, \quad s_{\phi}^*(x, T) = 0, \quad s_{\phi}^*(x, t_{\phi}) = \psi(x), \quad (5.32a)$$

где $\psi(x)$ - распределение насыщенности на момент окончания формирования.

Как видно из рис. 74, в процессе диффузионного расформирования зоны проникновения в области, прилегающей к стенке скважины, имеет место радиальная неоднородность по насыщению пор фильтратом (s_{ϕ}). Как и на стадии формирования, отсутствует фронт расформирования и насыщение в большей части ЗП пор фильтратом убывает в глубь пласта по закону, близкому к линейному. Анализ результатов моделирования показывает, что полное расформирование зоны проникновения происходит в тече-

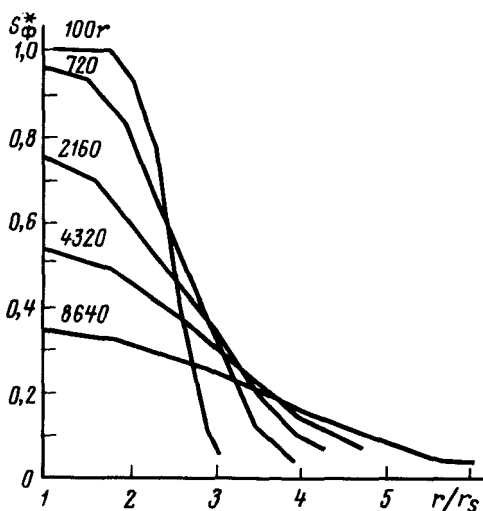


Рис. 74. Динамика коэффициента фильтратонасыщения при диффузионном расформировании зоны проникновения.

Шифр кривых - время t , ч

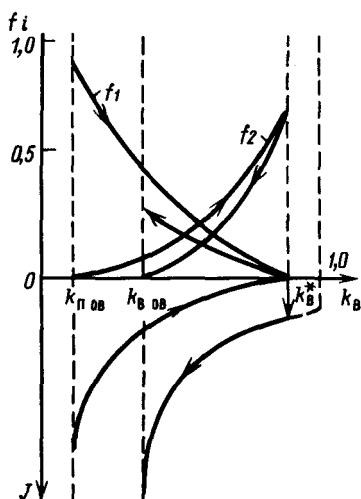
ние 12 месяцев и более. Время расформирования зоны проникновения существенно зависит от времени формирования ЗП и коэффициента молекулярной диффузии D_m .

5.3. Влияние эффектов защемления на процессы расформирования зоны проникновения

Выше было показано, что использование классических представлений при изучении процессов расформирования ЗП приводит к несоответствию результатов моделирования результатам промышленных исследований методами ГИС. В связи с этим в настоящем разделе проведено изучение влияния капиллярного, массообменного и гравитационного защемлений фильтрата на динамику расформирования ЗП.

Влияние эффектов защемления на динамику капиллярного расформирования зоны проникновения. Несоответствие результатов расчетов параметров расформирования зоны проникновения, основанных на модели капиллярной пропитки, данным скважинных экспериментов, указывает на неадекватность классической теории реальному процессу. Причина такой неадекватности заключается в том, что при рассмотрении процесса расформирования предполагалось, что коэффициент подвижного водонасыщения σ меняется только за счет изменения коэффициента водонасыщенности k_v , а значения коэффициентов остаточной ($k_{об}$) и максимальной водонасыщенности возможной (k_v^*) остаются постоянными. В действительности при капиллярном расформировании совместное движение нефти (газа) и фильтрата носит встречный (противоточный) характер. В процессе расфор-

Рис. 75. Характер изменения относительных фазовых проницаемостей f_i и безразмерного капиллярного давления J в процессе капиллярного расформирования зоны проникновения



мирования в любой момент времени можно выделить область с радиусом, меньшим r_a , где нефть (газ) замещает фильтрат (см. рис. 63), и область с $r > r_a$, где фильтрат вытесняет нефть (газ).

При совместном движении нефти (газа) и фильтрата двухфазная фильтрация определяется видом функций относительно фазовых проницаемостей и капиллярного давления. Известно, что кривые относительных проницаемостей и капиллярного давления разделяют по способам их получения на кривые пропитки (насыщенность смачивающей фазы увеличивается в ходе эксперимента) и кривые вытеснения (насыщенность смачивающей фазы в ходе эксперимента уменьшается). Эти кривые значительно отличаются друг от друга (рис. 75).

Очевидно, что функции капиллярного давления и фазовых проницаемостей для двух областей не будут совпадать в силу различных значений остаточной водонасыщенности (см. рис. 75 и табл. 6).

На стадии формирования ЗП в любой момент времени насыщенность фильтратом во всей зоне увеличивается и используются кривые пропитки. На стадии расформирования зоны проникновения такой подход неправомерен. В области, где $r < r_a$, насыщенность смачивающей фазой уменьшается ($\partial f_{iB} < 0$) и необходимо использовать кривые вытеснения (дренажа).

При капиллярном расформировании имеет место двухфазная фильтрация. Вследствие этого кривые $f_i(k_v)$ и $p_k(k_v)$ должны рассматриваться в едином диапазоне водонасыщения, при котором совместное течение фаз возможно, т.е. при $k_{об} \leq k_v \leq k_v^*$. Перейдем теперь к подвижной нормированной насыщенности σ .

Влияние фильтратов промывочных жидкостей на изменение остаточной водонасыщенности и проницаемости по нефти для кернов песчаного пласта Стивене месторождения Палома (по данным Дж. Грея и Г. Дерли)

| Тип промывочной жидкости | Остаточная водонасыщенность, % | | Восстановление природной проницаемости для нефти, % |
|---|--------------------------------|-----------------------------|---|
| | природная | после воздействия фильтрата | |
| Глинистый раствор на водной основе | 34,3 | 37,6 | 65 |
| Раствор на пресной воде с крахмалом | 34,6 | 45,3 | 28 |
| Раствор на персной воде с КМЦ | 32,2 | 36,2 | 47 |
| Известковый раствор с крахмалом | 28,5 | 27,4 | 83 |
| Известковый раствор с таннатом | 36,2 | 43,3 | 53 |
| Эмульсионный раствор на пресной воде | 32,0 | 37,7 | 39 |
| Эмульсионный раствор на минерализованной воде | 28,8 | 26,6 | 74 |
| Раствор на углеводородной основе | 25,2 | 24,9 | 96 |

Изменению насыщенности фильтратом k_v от $k_{ов}$ до k_v^* соответствует изменение σ от 0 до 1.

В новых координатах различие функций фазовых проницаемостей и капиллярного давления для пропитки и для дренажа исчезает. Это дает возможность описать обе области одним уравнением, но с разными постоянными коэффициентами. Уравнения фильтрации относительной переменной k_v и для подвижной насыщенности σ , так как процессы фильтрации происходят только в пределах изменения подвижной части насыщенности. Будем считать, что в этом диапазоне вид нормированных кривых фазовой проницаемости $f_i(\sigma)$ и функции Леверетта $J(\sigma)$ не зависит от направленности процесса.

Вывод уравнения капиллярного расформирования зоны проникновения с учетом эффектов защемления. Принимая допущения, аналогичные стадии формирования, запишем выражение для расхода фаз через цилиндрическую поверхность $2\pi rh$ (см. рис. 63):

$$q_i = -2\pi rh k_{\sigma_i} f_i(k_{вi})^j f_i(\sigma) / \mu_i \text{grad} p_i, \quad (5.33)$$

где $(k_{вi})^j$ - равно $(k_{ов})^j$ для смачивающей фазы и $(k_v^*)^j$ для несмачивающей фазы, индекс j характеризует направление процесса и указывает на различие ненормированных значений $f_i(k_{вi})$ в случае пропитки и дренажа.

Учитывая, что изменение объема фильтрата в процессе рас-

формирования обусловлено изменением подвижного (σ) и неподвижного ($k_{об}$) объемов, получим уравнение капиллярной пропитки в виде

$$\left(\frac{k_{эф1}}{\mu_1 m_d} r^{-1} \partial_r \{ r f_1(\sigma) f_2(\sigma) p'_k(k_b) / (f_1(\sigma) \mu_1 k_{эф1} / \mu_2 k_{эф2} f_2(\sigma)) \} \right) = \partial_t \sigma. \quad (5.34)$$

В уравнении (5.34) m_d - динамическая пористость, характеризует максимально возможный объем пор, в котором возможна двухфазная фильтрация $m_d = m_0(k_b^* - k_{об})$; $k_{эф1}$ - эффективные фазовые проницаемости по нефти (газу) в присутствии остаточной воды ($i = 1$) и по воде - в присутствии фазово-неподвижной нефти (газа) ($i = 2$) $k_{эф1} = k_0 f_i(k_{bi}^*)$.

В области зоны проникновения, где $r > r_a$ ($\partial_t \sigma > 0$) (см. рис. 63), фильтрат вытесняет нефть (газ), динамическая пористость и $p_k(k_b)$ определяются значениями k_b^* и $k_{об}$, характеризующими условия пропитки.

В области, где $r < r_a$ ($\partial_t \sigma < 0$) (см. рис. 63) подвижная нефть (газ) вытесняет фильтрат и значения k_b^* и $k_{об}$ характеризуются условиями вытеснения (дренажа).

Функция Леверетта $J(k_b)$ при пропитке и дренаже может быть представлена единой зависимостью

$$J(k_b) = [J(k_{об}) - J(k_b^*)] J(\sigma) + J(k_b^*),$$

где $J(\sigma)$ - приведенное капиллярное давление - функция, одинаковая для условий пропитки и дренажа; $J(k_{об})$ и $J(k_b^*)$ - при остаточном и максимально возможном водонасыщении.

При пропитке $J(k_b^*)$ принимает нулевые значения и зависимость $J(k_b)$ переходит в ранее описанную (4.5).

Таким образом, задача о капиллярном расформировании ЗП с учетом эффектов заземления сводится к решению системы уравнений

$$\begin{aligned} \partial_t \sigma &= [\tilde{\sigma} \cos \theta f_1(k_{об}^{np}) J(k_{об}^{np}) (\tau k_0 / m_0)^{1/2} / \mu_1 (k_b^* - k_0)^{np} r^{-1} \partial_r \times \\ &\times \{ r f_1(\sigma) f_2(\sigma) J'(\sigma) / \mu_0 (k_{эф2} / k_{эф1})^{np} f_2(\sigma + f_1(\sigma)) \}] \partial_r \sigma, \quad \partial_t \sigma > 0 \\ \partial_t \sigma &= \{ \tilde{\sigma} \cos \theta f_1(k_{об}^{np}) [J(k_{об}) - J(k_b^*)]^{np} (\tau k_0 / m_0)^{1/2} / \\ &/ \mu_1 (k_b^* - k_{об})^{np} \} r^{-1} \partial_r \{ r f_1(\sigma) f_2(\sigma) J'(\sigma) / [\mu_0 f_2(\sigma) \times \\ &\times (k_{эф2} / k_{эф1})^{np} + f_1(\sigma)] \} \partial_r \sigma, \quad \partial_t \sigma < 0. \end{aligned} \quad (5.35)$$

Введем обозначения

$$k_j(\sigma) = f_1(\sigma) f_2(\sigma) J'(\sigma) / [\mu_0 A f_2(\sigma) + f_1(\sigma)],$$

$$A_j = (k_{\text{эф}2}/k_{\text{эф}1})_j,$$

$$C_j = \tilde{\sigma} \cos \theta f_1(k_{\text{об}})_j [J(k_{\text{об}}) - J(k_{\text{в}}^*)]_j (rk_0/m_0)^{1/2} / \mu_1 k_{\text{в}}^* k_{\text{об}})_j,$$

где индекс j принимает значение 1 для пропитки и 2 - для вытеснения (дренажа).

Тогда система (5.35) запишется в виде

$$\begin{aligned} \partial_t \sigma &= C^1 r^{-1} \partial_r [r K_1(\sigma) \partial_r \sigma], \quad \partial_t \sigma > 0, \\ \partial_t \sigma &= C^2 r^{-1} \partial_r [r K_2(\sigma) \partial_r \sigma], \quad \partial_t \sigma < 0, \end{aligned} \tag{5.36}$$

т.е. задача о расформировании ЗП свелась к решению нелинейного уравнения теплопроводности с разрывным коэффициентом C_j и функцией $K_j(\sigma)$, зависящими от производной насыщенности σ по времени, со следующими граничными и начальными условиями:

$$\sigma(\infty, t) = 0; \quad \sigma|_{r=r_s} = 0; \quad \sigma(r, 0) = \psi(r).$$

Последнее условие вытекает из симметрии решения относительно оси скважины, отсутствия притока через стенку скважины и условия непрерывности подвижной насыщенности $\sigma(r, t)$ и производной по r в точке, где $\partial_t \sigma = 0$. Разрывность коэффициента C связана с динамической пористостью, изменением капиллярного давления и фазовых проницаемостей для случая пропитки и вытеснения.

Таким образом, учет эффектов заземления приводит к тому, что объем фильтрата, принимающий участие в процессе расформирования, изменяется во времени, так как часть фильтрата ($k_{\text{об}}^{\text{пр}} - k_{\text{об}}^{\text{нр}}$) не принимает участия в процессе расформирования и образует зону заземления (см. табл. 6). Это создает дополнительную нелинейность, связанную с наличием подвижной границы заземления, на которой претерпевает разрыв коэффициент в уравнении пропитки.

Введем безразмерные переменные

$$x = r/R_{\text{зп}}(0),$$

$$T = \tilde{\sigma} \cos \theta f_1(k_{\text{об}}^{\text{пр}}) J(k_{\text{об}}^{\text{пр}}) (\tau \cdot k_0)^{1/2} / \mu_1 (k_{\text{в}}^* - k_{\text{об}}^{\text{пр}})^2 R_{\text{зп}}(0),$$

и система уравнений, описывающих процесс расформирования, запишется в виде

$$\begin{aligned} x^{-1} \partial_x [x K_2(\sigma) \partial_x \sigma] &= \partial_t \sigma, \quad \partial_t \sigma < 0, \\ C \cdot x^{-1} \partial_x [x K_1(\sigma) \partial_x \sigma] &= \partial_t \sigma, \quad \partial_t \sigma > 0, \end{aligned} \tag{5.37}$$

где $C = f_1(k_{об})^{2p} [J(k_{об}) - J(k_b^*)]^{2p} (k_b^* - k_{об})^{np} /$

$/(k_b^* - k_{об})^{2p} f_1(k_{об})^{np} \cdot J(k_{об})^{np}$.

Начальные и граничные условия будут

$$\sigma(0, x) = \psi(x),$$

$$\sigma(T, \infty) = 0, \quad \partial_x \sigma \Big|_{x=x_s} = 0.$$

Изучение влияния эффектов заземления на динамику капиллярного расформирования зоны проникновения. Из вышеприведенной математической модели следует, что наличие эффектов заземления приводит к появлению новых параметров подобия C и A' , определяющих динамику подвижного водонасыщения в процессе расформирования. Изучение влияния этих параметров проводилось путем численного моделирования.

Динамика капиллярного расформирования с учетом эффектов заземления показана на рис. 76. Как видно, характер пространственно-временных распределений $\sigma(r, t)$ при наличии и отсутствии эффектов заземления практически не меняется. В то же время наличие эффекта капиллярного заземления приводит к существенному замедлению скорости расформирования на начальном этапе. Замедление процесса расформирования тем значительнее, чем меньше параметр C (больше количество заземленного фильтра). Микромеханизм гистерезисного заземления изучен еще недостаточно. Однако из анализа физико-химических микропроцессов в нефтегазоносных пластах следует, что интенсивность заземления возрастает с усложнением структуры порового пространства и ростом удельной поверхности, т.е. в пластах с развитой удельной поверхностью (заглинизированные и полимиктовые коллекторы) влияние эффектов заземления может оказаться определяющим.

Как и в случае отсутствия эффектов заземления, ход процесса расформирования, начиная с некоторого времени $t_{ас}$, практически не зависит от деталей начального состояния зоны проникновения, однако зависит от общей массы фильтра, проникшего в пласт на этапе формирования зоны проникновения. Эта зависимость дана на рис. 77. Из нее следует, что с ростом радиуса зоны проникновения (массы внедрившегося фильтра) время выхода на автомодельную асимптотику растет по степенному закону. Для изучения влияния эффектов заземления на динамику капиллярного расформирования было проведено моделирование.

Коэффициент C изменялся от 0,2 до 1 с шагом 0,2. Характерным для этой серии графиков (см. рис. 76) является то, что с уменьшением C , т.е. с увеличением поглощения подвижного фильтра скелетом пористой среды происходит уменьшение зоны, в которую внедряется фильтр в процессе расформирования.

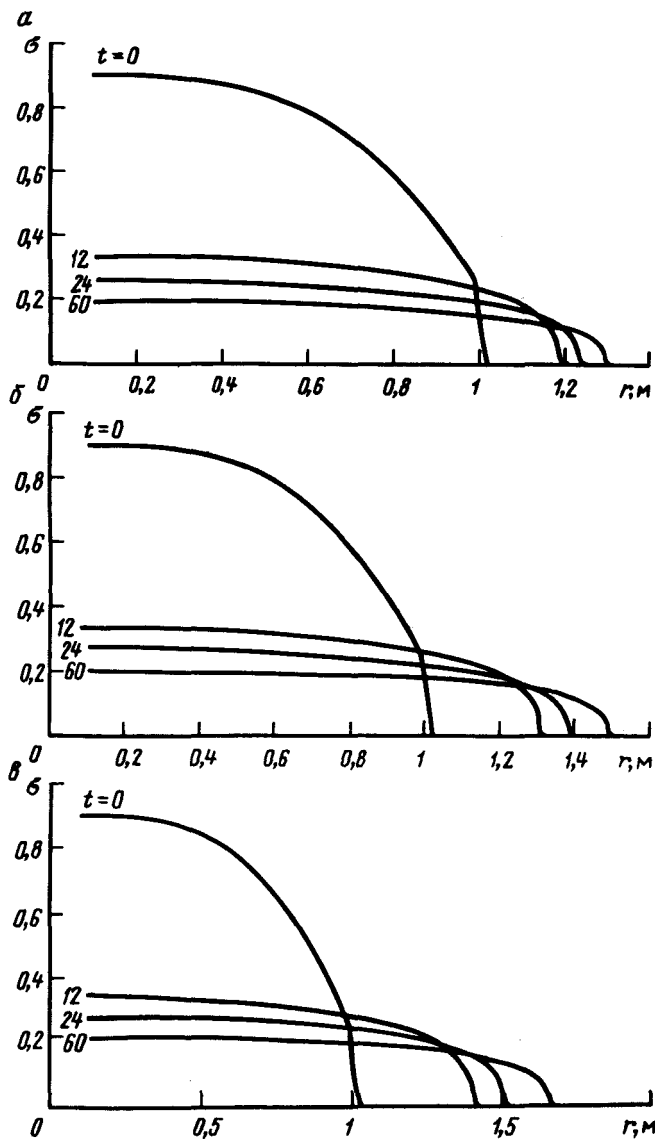
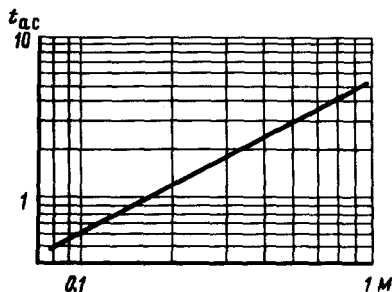


Рис. 76. Динамика капиллярного расформирования зоны проникновения с учетом защемления, $C = 0,2$ (а), $C = 0,4$ (б), $C = 0,6$ (в)

Рис. 77. Расформирование ЗП в газовом пласте. Зависимость времени выхода на асимптотику t_{ac} от массы фильтра M



В этой серии расчетов была проведена проверка на автомодельность. Оказалось, что закон затухания величины $\sigma(x_c, T)$ - максимума функции $\sigma(x, T)$ - быстро становится степенным, т.е. спустя какое-то время решение выходит на асимптотику $\sigma(x_c, T) = \sigma_{max} = AT^\alpha$.

Численные расчеты показали, что изменение начальных условий приводит к изменению только константы A , α остается неизменной и зависит только от коэффициента C .

Таким образом, процесс расформирования при заземлении также имеет автомодельную асимптотику.

Наличие автомодельной асимптотики дает возможность проводить оценки характеристик процесса без длительных расчетов на ЭВМ. Это особенно важно на поздних этапах расформирования ЗП, когда процесс резко замедляется, а погрешности вычислений накапливаются.

Коэффициент водонасыщенности $k_{взп}$ определяется значениями коэффициента подвижного водонасыщения σ и коэффициентов остаточной $k_{овзп}$ и максимально возможной $k'_в$ водонасыщенности:

$$k_{взп}(r, t) = (k'_в - k_{овзп})\sigma(r, t) + k_{овзп} \cdot \begin{cases} k_{ов1} \partial_t \sigma < 0 \\ k_{ов2} \partial_t \sigma > 0 \end{cases}$$

Эффекты заземления приводят к увеличению коэффициента остаточного водонасыщения в области чувствительности нейтронных методов $k_{овзп}$. При увеличении $k_{овзп}$ и уменьшении пористости коллектора изменения показаний нейтронных методов, вызванные уменьшением коэффициента подвижного насыщения $\sigma(t)$, могут оказаться соизмеримыми с погрешностью измерений. В этом случае эффект расформирования ЗП не будет отмечен геофизическими методами.

Влияние массообменного заземления на диффузионное расформирование зоны проникновения. Анализ динамики диффузионного расформирования ЗП показывает, что в рамках модели молекулярной диффузии происходит полное расформирование,

соответствующее восстановлению начальной концентрации солей при $t \rightarrow \infty$. Этот вывод подтверждается результатами моделирования для водоносных пластов, обладающих высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Однако такие пласты обладают, как правило, значительной мощностью и характеризуются определяющим влиянием гравитационных сил на процессы изменения физических свойств после обсадки скважины. В пластах ограниченной мощности, обладающих пониженными значениями проницаемости и повышенной удельной поверхностью, эффект полного диффузионного расформирования в реальных условиях почти никогда не наблюдается. Более того, как и для случая капиллярного расформирования, многие исследователи неоднократно отмечали эффект полного отсутствия расформирования сформировавшейся зоны проникновения. Отмеченные эффекты расформирования связаны с массообменными процессами в ЗП. Массообмен в общем случае характеризуется кинетикой, и эффект массообмена проявляется по-разному в зависимости от характерного времени процесса. Анализ имеющихся исследований показывает, что время расформирования ЗП может превышать время ее формирования на 4-5 порядков. При немгновенном массообмене длительное взаимодействие фильтрата с породой приводит к завершению массообмена в ЗП. На стадии формирования контакт фильтрата с породой является относительно кратковременным и интенсивность массообмена мала.

В общем случае изменение минерализации в ЗП происходит как за счет диффузии, так и за счет массообмена и при анализе динамики расформирования ЗП необходим также учет массообменных процессов.

В процессе расформирования ЗП фильтрат глинистого раствора под действием молекулярной диффузии поступает в область, ранее занятую пластовой водой, и изменяет ее минерализацию. Поскольку количество соли, поступившее в пласт на стадии формирования зоны проникновения, фиксировано, то в области, прилегающей к стенке скважины, происходит уменьшение минерализации, приводящее к выравниванию минерализации фильтрата и пластовой воды.

В любой момент времени в зоне проникновения можно выделить две области, характеризующиеся разной интенсивностью массообмена. Область, где $r < r_a$ (см. рис. 63), фильтрат находится длительное время и массообмен можно считать законченным. Область, где $r > r_a$ характеризуется кратковременностью контакта фильтрата с породой и эффектами массообмена можно пренебречь.

Используя закон Фика, уравнение баланса массы солей и учитывая массообмен, получим уравнение расформирования ЗП в виде

$$r^{-1} \partial_r (r D_m \partial_r C_\phi) - \partial_t N - m_d \partial_t C_\phi, \quad (5.38)$$

где N - весовое содержание солей в твердой фазе; C_ϕ - концентрация солей в фильтрате.

В результате массообмена изменяются структура порового пространства, динамическая пористость и эффективная проницаемость коллектора. Эти изменения происходят в области 1, где $r < r_a$. В области 2, где $r > r_a$, из-за кратковременности контакта фильтрата с породой изменениями свойств пористой среды можно пренебречь. Считая массообмен равновесным, имеем

$$\partial_t N = m_{д1} \Gamma \partial_t C_\phi.$$

Коэффициент молекулярной диффузии в пористой среде

$$D_{mj} = m_{dj} D_0 / \tau_j,$$

индекс j принимает значение 1 для $r < r_a$ и 2 для $r > r_a$.

Таким образом, задача о диффузионно-массообменном расформировании зоны проникновения сводится к решению системы уравнений

$$[D_0 / m_{д1} \tau_1 (1 + \Gamma)] r^{-1} \partial_r (r \partial_r C_\phi) = \partial_t C_\phi, \quad \partial_t C_\phi > 0, \quad (5.39)$$

$$(D_0 / m_{д2} \tau_2) r^{-1} \partial_r (r \partial_r C_\phi) = \partial_t C_\phi, \quad \partial_t C_\phi < 0.$$

Введем безразмерные переменные

$$x = r / r_s, \quad T = D_{m2} t / r_s^2, \quad C^* = C_\phi / C_{ов},$$

где $C_{ов}$ - начальная концентрация солей в пластовой воде, тогда система (5.39) запишется в виде

$$x^{-1} \partial_x (x \partial_x C^*) = \partial_T C^*, \quad \partial_T C^* > 0,$$

$$Cx^{-1} \partial_x (x \partial_x C^*) = \partial_T C^*, \quad \partial_T C^* < 0, \quad (5.40)$$

$$C = \tau_2 m_{д2} / C_1 (1 + \Gamma) m_{д1},$$

т.е. задача свелась к решению линейного уравнения теплопроводности с разрывным коэффициентом C , с начальными граничными условиями

$$C^*(0, x) = \psi(x), \quad C^*(T, \infty) = 0, \quad \partial_x C^* |_{x=x_s} = 0.$$

В отличие от чисто диффузионного расформирования массообменные явления приводят к появлению нового параметра C , характеризующего влияние массообмена на динамику диффузионного расформирования зоны проникновения.

Результаты численного моделирования влияния массообмена (рис. 78) показывают, что пространственно-временное распределение концентрации солей $C^*(r, t)$ в процессе расформиро-

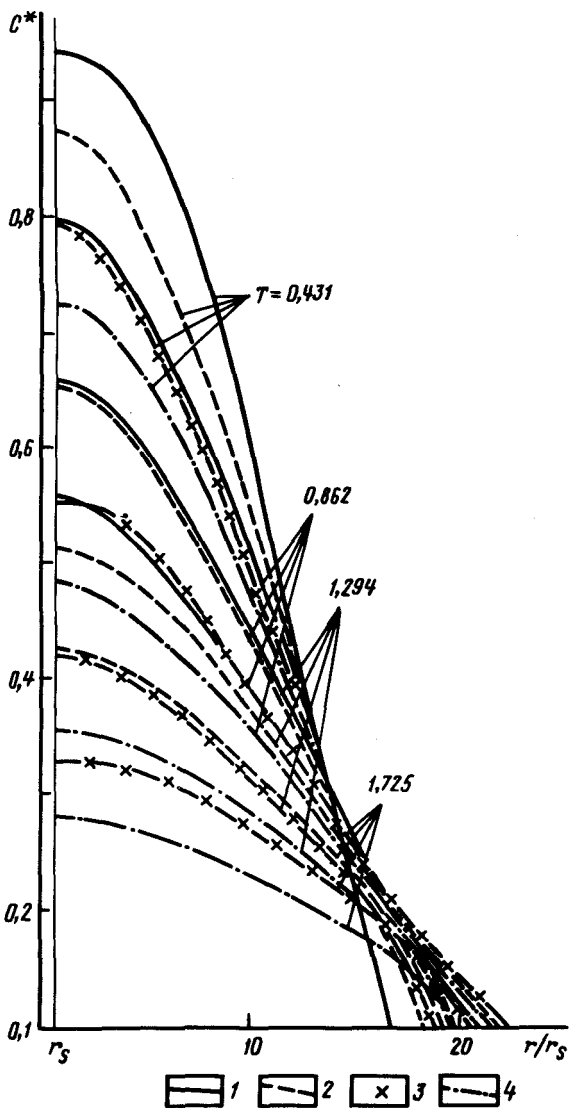


Рис. 78. Изменение минерализации в процессе диффузионного расформирования при различной интенсивности массообмена и значениях параметра C :
 1 - 0,4; 2 - 0,6; 3 - 0,8; 4 - 1

вания такое же, как и в случае чисто диффузионного расформирования. Влияние поглощения солей из фильтрата сказывается лишь на скорости расформирования ЗП. С ростом количества солей, поглощенных скелетом, процесс расформирования замедляется. С увеличением емкости поглощения породы все меньшее количество соли принимает участие в процессе диффузионного выравнивания концентрации солей. При значительном поглощении солей в области, прилегающей к стенке скважины, формируется избыточная сорбционная концентрация солей в твердой фазе, не изменяющаяся во времени. Наличие этой избыточной концентрации и обуславливает отсутствие эффекта расформирования ЗП, регистрируемого ядерно-геофизическими методами.

Влияние эффектов заземления на гравитационное расформирование зоны проникновения. В продуктивных пластах роль капиллярных и гравитационных сил различна в зависимости от мощности, коллекторских свойств и от соотношения вязкостей флюидов. Необходимым условием проявления гравитационных сил является выполнение соотношения (4.6).

Определяющее влияние гравитационных сил на динамику расформирования ЗП возможно лишь в мощных газонасыщенных пластах. Эффекты гравитационного расформирования в таких пластах зафиксированы на ряде газовых месторождений Тюменской области. Для нефтеносных пластов эффектов гравитационного расформирования зоны проникновения не отмечалось.

С гидродинамической точки зрения процесс гравитационного расформирования зоны проникновения газонасыщенных пластов аналогичен процессу растекания бугра грунтовых вод и описывается рассмотренной ранее моделью (5.3) - (5.6). Единственной отличительной чертой процесса гравитационного расформирования зоны проникновения является наличие скважины.

Из рис. 79 видно, что характер гравитационного расформи-

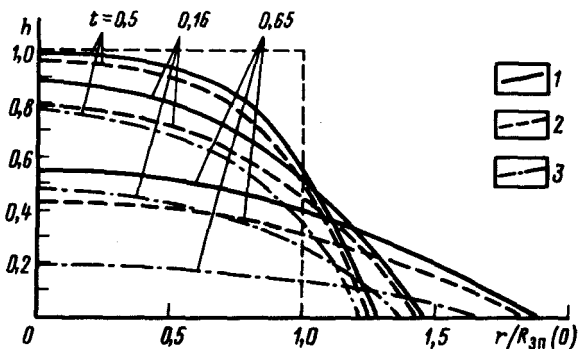


Рис. 79. Пространственно-временные распределения границы фильтрат - газ при различных значениях остаточной водонасыщенности в зоне проникновения. 1 - $C = 0,9$; 2 - $C = 0,6$; 3 - $C = 0,2$

рования одинаков при различных значениях коэффициента остаточного водонасыщения в зоне проникновения.

Важным моментом является изменение параметров процесса расформирования при увеличении массы поглощенного фильтрата. При увеличении массы поглощенного в зоне проникновения фильтрата происходит ускорение процесса расформирования в прискважинной области и замедление процесса проникновения фильтрата в незатронутую область пласта.

Асимптотическая зависимость границы раздела газ - фильтрат в области чувствительности геофизических методов аналогична зависимости (5.23) для высоты бугра.

В водоносных пластах гравитационные силы наряду с диффузионными и массообменными процессами могут оказывать существенное влияние на динамику расформирования ЗП.

РАЗРАБОТКА НАУЧНО-МЕТОДИЧЕСКИХ ОСНОВ ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ ОКОЛОСКВАЖИННЫХ ЗОН МЕТОДАМИ ГИС

Для решения задач части II работы необходимо было разработать петрофизическую основу геотехнологических оценок ОЗ по данным ГИС, а также создать необходимые методики и способы конкретной реализации поставленных целей.

До начала наших исследований ни необходимой петрофизической основы, ни практических способов решения вышеназванных задач не существовало. Автором проведена необходимая разработка, которая описана ниже.

Раздел третий

ОСНОВЫ ДИНАМИЧЕСКОЙ ПЕТРОФИЗИКИ ОКОЛОСКВАЖИННЫХ ЗОН

Петрофизика изучает зависимости между физическими и структурными свойствами горных пород. Породы-коллекторы являются многокомпонентными средами, которые в общем случае могут содержать во внутривывальном пространстве многофазное насыщение. Построение петрофизических моделей предполагает установление связей между физическими свойствами отдельных компонентов коллектора, их объемом и структурой взаимного расположения компонентов со свойствами коллектора в целом (В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн, М.М. Элланский и др.). При построении таких связей важным моментом является выбор однородных компонентов. Обычно для моделей гранулярного пласта выбирают однородные компоненты: поровое пространство, заполненное водой; поровое пространство, заполненное двойным электрическим слоем; твердая фаза глинистого цемента, скелет вместе с неактивным цементом.

Для сложных коллекторов выделяют алевритовый и глинистый компоненты, дифференцированные по структуре. Для сложных карбонатных коллекторов компоненты выделяются по типу пористости (трещинная, кавернозная и др.).

Построение петрофизических связей происходит либо теоретическим способом (теоретическое обоснование вида зависимостей), либо путем эмпирического подбора соответствующих зависимостей (М.М. Элланский). Во всех случаях для разработки моделей необходимы данные лабораторных экспериментов и

их статистический анализ. Полученные таким образом связи характерны для фиксированных условий проведения лабораторного эксперимента и отражают фиксированное соотношение однородных компонентов, их взаимное расположение и свойства.

В ОЗ происходит пространственно-временное изменение соотношения фаз, отдельных компонентов и их свойств, структуры и взаимного расположения. Это приводит к тому, что установленные в условиях лабораторного эксперимента петрофизические связи могут быть неадекватными условиям ОЗ. Для решения проблемы широко используется эмпирический подход, основанный на изучении взаимосвязи показаний ГИС со свойствами породы и ее компонентов, определенными в лабораторных условиях (М.М. Элланский, Б.Н. Еникеев и др.). С использованием такого подхода получены петрофизические связи водонасыщения зоны проникновения и промытой зоны с нефтеводонасыщенностью коллекторов (В.Н. Дахнов, Р. Дебрандт, Б.Ю. Вендельштейн, С.С. Итенберг и др.), связи электрических свойств зоны проникновения и промытой зоны с параметрами насыщения и электрическими свойствами отдельных компонентов (Б.Ю. Вендельштейн, М.М. Элланский), связи между электрическими характеристиками промывочной жидкости, фильтра и глинистой корки (С.Д. Пирсон, В.Н. Дахнов, Р. Дебрандт и др.), связи между электрическими свойствами глинистой корки и промытой зоны (В.Н. Дахнов) и т.д. Использование установленных таким образом связей является важным моментом при проведении комплексной интерпретации данных ГИС.

Несмотря на большую практическую значимость петрофизические связи обладают существенным недостатком - статичностью их природы. Разнообразие проявлений динамики ОЗ обуславливает возможность существенных отклонений фактических результатов измерений от среднестатистических, характеризующих некое усредненное состояние ОЗ. Такие изменения физических свойств требуют тщательного учета, и встает задача разработки динамической петрофизики ОЗ.

6. Динамические модели околоскважинных зон

Как уже указывалось, основной объем исследований по изучению изменений физических свойств в ОЗ проводится путем лабораторного моделирования с использованием естественных или искусственных пористых сред. При моделировании использовали керны ограниченных размеров, параметры и методику проведения экспериментов выбирали, исходя из имевшихся представлений о механизме изменения физических свойств в ОЗ.

При изучении физических свойств ОЗ проводилось экспериментальное исследование влияния отдельных факторов на свойства ОЗ. Так, Л.И. Орлов, В.В. Стрельченко, В.М. Подгорнов

исследовали влияние промывочной жидкости на изменение физических свойств коллекторов нефти и газа; Н.М. Шерстнев, В.С. Баранов и другие изучали влияние перепада давлений на характеристики ГК, С.К. Фергюссон, Д.А. Клотц, А. Хартман, Ф. Крюгер, А. Фогель - влияние режима циркуляции на водоотдачу и изменение проницаемости.

При экспериментах принималось допущение об изменении лишь нескольких параметров. В то же время проведенный анализ механизмов изменения физических свойств в ОЗ показал, что ОЗ представляет из себя сложную динамическую систему. Механизм изменения физических свойств в отдельных зонах обусловлен влиянием многочисленных факторов, которые могут меняться в ходе динамического взаимодействия. Эти изменения, в свою очередь, влияют на параметры процессов, протекающих в ОЗ, т.е. адекватное воссоздание процессов изменения физических свойств в ОЗ возможно лишь при соблюдении динамических критериев подобия, основанных на специальных моделях процессов.

Лабораторное моделирование с соблюдением необходимых динамических критериев подобия до настоящего времени не проведено. В связи с этим приведем разработку динамических моделей и закономерностей изменений физических свойств в ОЗ, полученных на основе анализа механизмов процессов, определяющих эти изменения, и сравним полученные результаты с имеющимися экспериментальными.

6.1. Динамические модели изменения физических свойств в глинистой корке

Знание комплекса физических свойств ГК необходимо для повышения эффективности ГИС. Так, при интерпретации ядерных методов важно знать пористость и плотность ГК и зоны кольматации. Проницаемость ГК оказывает существенное влияние на величину фильтрационной составляющей потенциалов собственной поляризации (Б.Ю. Вендельштейн). Физические свойства ГК и зоны кольматации необходимо знать при интерпретации микрорезистрических методов. Показано, что применительно к промыслово-геофизическим приборам толщина ГК не является постоянной величиной, а зависит от сжимаемости корки и от давления на нее рабочей поверхности прибора (Ю.А. Гулин, Н.Н. Михайлов).

В то же время до начала наших работ основные данные о свойствах ГК получали в условиях лабораторного эксперимента без учета динамики этой зоны.

Проведенный в подразд. 2 анализ показал, что изменения основных физических свойств в этой зоне обусловлены фильтрационным уплотнением. Распределение эффективных напряжений в ГК определяется свойствами пласта, перепадом давления и

свойствами исходного глинистого раствора. Было показано, что распределение эффективных напряжений в корке определяется безразмерной функцией $f(\xi)$, через которую выражается $\sigma_{эф}$.

Используя автомодельные решения, получим динамические модели изменения физических свойств в процессе роста и уплотнения ГК:

изменение коэффициента проницаемости

$$k_{гк} = k_{гк1} f(\xi)^{-m_1 / (1-\nu)}; \quad (6.1)$$

изменение коэффициента пористости

$$m_{гк} = 1 - (1 - m_h) \exp[a_{гк1} \rho^{(1-\nu)} f(\xi) / (1 - \nu)]; \quad (6.2)$$

изменение коэффициента сжимаемости

$$a_{гк} = a_{гк1} f(\xi)^{-1 / (1-\nu)}; \quad (6.3)$$

изменение удельного электрического сопротивления

$$\rho_{гк} = \rho_p \{ m_s / [1 - (1 - m_h) \exp[a_{гк1} \rho^{(1-\nu)} f(\xi) / (1 - \nu)]] \}. \quad (6.4)$$

Система динамических моделей (6.1) - (6.4) позволяет изучать закономерности изменения физических свойств глинистой корки и влияние на них свойств промывочной жидкости.

Влияние свойств глинистых растворов сказывается на значениях функции $f(\xi)$ и коэффициентов $k_{гк1}$, $a_{гк1}$, ν и m_1 . Для различных глинистых растворов эти коэффициенты меняются в

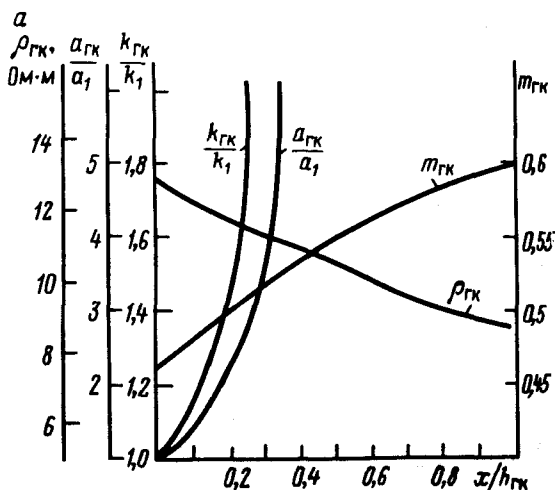


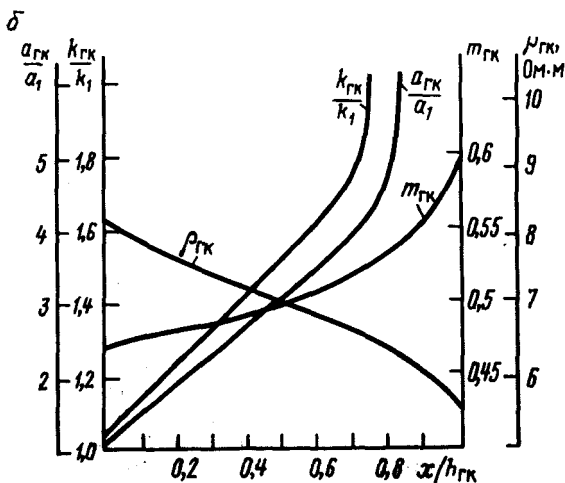
Рис. 80. Изменения проницаемости, сжимаемости, пористости и удельного электрического сопротивления по толщине глинистой корки для необработанного (а) и обработанного КМЦ (б) глинистых растворов

широких пределах (см. подразд. 2). При обработке глинистых растворов максимальным изменениям подвергаются значения параметров $k_{гк1}$ и m_1 , в то время как $a_{гк1}$ и ν меняются слабо. На рис. 80 даны графики изменения основных физических свойств по толщине глинистой корки.

Изучение изменения проницаемости по толщине глинистой корки до наших исследований не проводилось. Необходимые закономерности получаются из динамической модели (6.1).

Из анализа изменений коэффициента проницаемости по толщине глинистой корки следует, что для необработанного глинистого раствора наблюдается в целом более высокая проницаемость корки, резко возрастающая по мере удаления от пласта. Для раствора, обработанного КМЦ, проницаемость слабо меняется по толщине корки, и значительное возрастание ее наблюдается лишь у самой границы корки с буровым раствором. Аналогичным образом происходят изменения коэффициента сжимаемости ГК. Это означает, что ГК, полученная из необработанного бурового раствора, рыхлая и сильно сжимаемая, значительное ее уплотнение наблюдается лишь у самой ее границы с пластом. Корка из обработанного раствора в целом более плотная и менее сжимаемая по всей толщине.

Распределение пористости по толщине ГК и влияние на нее добавок к буровому раствору. Имеющиеся экспериментальные данные об изменении пористости ГК по ее толщине являются противоречивыми. Так, в работах В.С. Баранова, Ю.А. Гулина и других для корок из различных буровых растворов получено линейное распределение пористости корки по ее толщине. Од-



нако в работе М.П. Гулизаде и др. аналогичные зависимости имеют ярко выраженный нелинейный характер. Для изучения пористости глинистой корки использована динамическая модель (6.2).

Анализ изменения коэффициента пористости по толщине ГК (см. рис. 80) показывает, что при постоянном перепаде давления и пористости на границе с раствором m_h и для различных растворов получается одно и то же значение пористости на границе с пластом. Однако вид зависимости $m_{гк}(x/h_{гк})$ для необработанного и обработанного растворов различен. Необработанный раствор дает распределение пористости по толщине корки, близкое к линейному. Раствор, обработанный КМЦ, дает распределение пористости, сильно искривленное вблизи границы корки с раствором. Аналогичные распределения пористости по толщине экспериментально получены для необработанных глинистых растворов и для обработанных. Результаты этих экспериментов приведены на рис. 81, где дано сравнение изменений пористости по данным расчета с результатами экспериментальных исследований. Сравнение дано в относительных координатах $m_{гк}^*(x/h_{гк})$, где $m_{гк}^* = [m_{гк} - m_{гк}(0)]/m_h - m_{гк}(0)$. Изменение пористости ГК приводит к изменению ее удельного электрического сопротивления (6.4). Характер зависимости $\rho_{гк}(x/h_{гк})$ показан на рис. 80 и σ для $\rho_{ф} = 4 \text{ Ом} \cdot \text{м}$. На рис. 81 даны изменения удельного электрического сопротивления $\rho_{гк}^*$ по толщине корки ($x/h_{гк}$): $[\rho_{гк}^* = (\rho_{гк} - \rho_{\min})/(\rho_{\max} - \rho_{\min})]$.

Влияние перепада давлений между скважиной и пластом на петрофизические характеристики в ГК. При вскрытии продуктивных пластов перепад давления между скважиной и пластом меняется в широких пределах в зависимости от пластового давления, глубины залегания продуктивных горизонтов, удельного веса раствора. ГК является сжимаемой пористой средой, поэтому ее характеристики сильно зависят от перепада давления между скважиной и пластом. При анализе влияния перепада давления между скважиной и пластом все исходные характеристики ГК, кроме перепада давлений, считались постоянными. Перепад давления p варьировался в широких пределах (от 0,1 до 4 МПа).

Влияние перепада давлений на изменение проницаемости глинистой корки по ее толщине. Из формулы (6.1) следует, что проницаемость глинистой корки $k_{гк} \approx 1/\rho^{m1}$, т.е. с ростом перепада давлений p значения проницаемости по всей толщине корки уменьшаются. Кроме того, так как переменная ξ сама зависит от p , то с изменением p происходит перераспределение проницаемости по толщине. Как показывают графики рис. 82, с ростом p уменьшается та часть корки, где проницаемость низка.

Влияние перепада давлений на изменение пористости глинист-

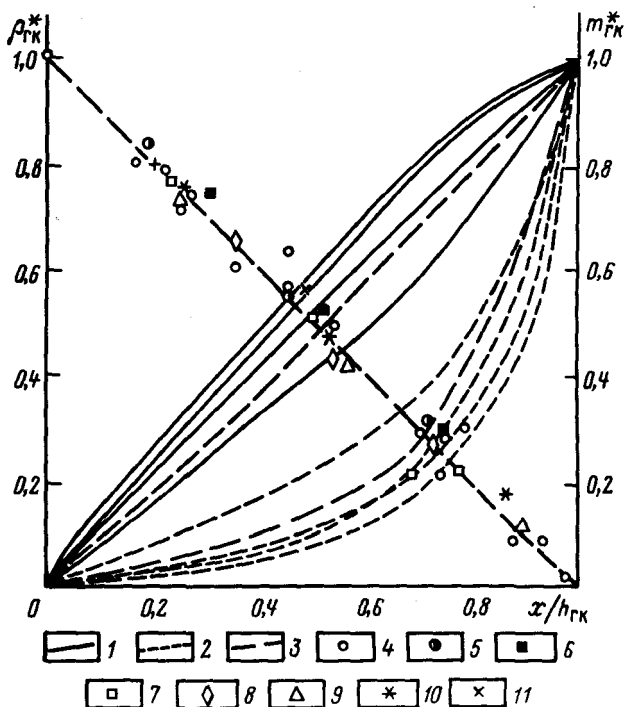


Рис. 81. Зависимости относительных изменений пористости $m_{ГК}^*$ и удельного электрического сопротивления $\rho_{ГК}^*$ по толщине глинистой корки для необработанного (1) и обработанного КМЦ (2) глинистых растворов.

1 - экспериментальные данные В.С. Баранова и Ю.А. Гулина; 2 - данные Н.П. Гулизаде; 3 - расчетные зависимости; 4 - 11 - экспериментальные данные Л.И. Орлова, А.В. Ручкина, Н.М. Свихнушина

той корки по ее толщине. Как видно из формулы (6.2), увеличение перепада давлений должно вызывать уменьшение пористости по всей толщине ГК, за исключением ее границы с буровым раствором (так как m_h не зависит от перепада). Этот факт иллюстрирует графики рис. 83. Из них следует также, что при изменении перепада вид зависимости $m(x/h)$ почти не меняется.

Аналогичная зависимость пористости от p имеет место и для корок, полученных из обработанного бурового раствора (рис. 84). Такие же результаты получены при экспериментальном изучении послойной влажности корки при различных перепадах давления.

Изменение физических свойств ГК как сжимаемой и деформируемой пористой среды сильно зависит от действующего на корку перепада давлений. Как было показано в подразд. 2, дей-

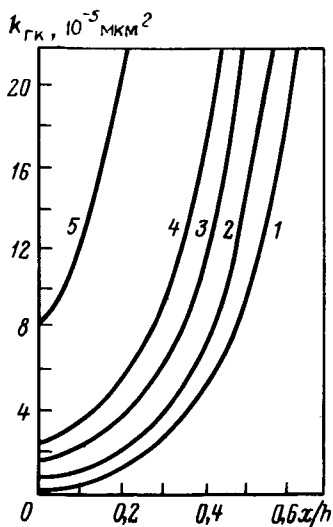


Рис. 82. Влияние перепада давлений на изменение проницаемости по толщине глинистой корки.
Условные обозначения см. на рис. 13

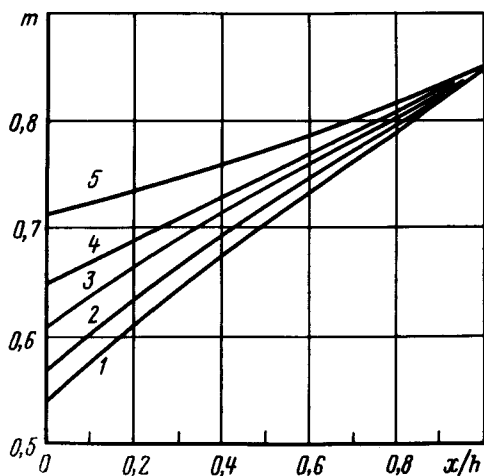


Рис. 83. Влияние перепада давлений на распределение пористости по толщине глинистой корки.
Условные обозначения см. на рис. 13. Раствор из необработанного дружковского глинопоршка

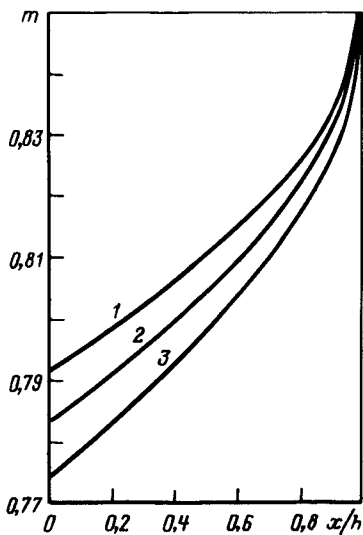


Рис. 84. Влияние перепада давлений на распределение пористости по толщине глинистой корки. Раствор из дружковского глинопоршка, обработанный 10% УЦР.
Перепад давлений, МПа; 1 - 1; 2 - 2; 3 - 4

ствующий перепад давлений зависит от общего перепада и от проницаемости пласта. Действующий на корку перепад возрастает с ростом общего перепада давлений и проницаемости пласта. При наличии зоны кольматации проницаемость пласта уменьшается, что приводит к снижению действующего на корку перепада. При отсутствии зоны кольматации действующий на корку перепад оценивается по зависимостям рис. 15. При наличии зоны кольматации необходимо вводить поправки за изменения проницаемости пласта в результате кольматации. Увеличение действующего перепада давлений приводит к дополнительному уплотнению ГК, росту ее толщины и изменению ее физических свойств.

Вышеприведенный анализ влияния перепада давлений на распределение эффективных напряжений по толщине ГК показал, что безразмерное эффективное напряжение, приведенное к действующему на корку перепаду ($\sigma_{3ф}/p_{гк}$), рассмотренное в зависимости от $\xi/\xi_0 = x/h_{гк}$, очень слабо зависит от перепада давлений. Поэтому при расчетах функцию $\sigma_{3ф}/p_{гк}(\xi/\xi_0) = \sigma_*$ можно считать не зависящей от $p_{гк}$, а для расчетов изменений физических свойств в ГК использовать следующие динамические модели:

$$k_{гк} = k_{гк1} p_{гк}^{-m1} \sigma_*^{-m1}; \quad (6.5)$$

$$a_{гк} = a_{гк1} p_{гк}^{-\nu} \sigma_*^{-\nu};$$

$$m_{гк} = 1 - (1 - m_h) \exp[a_{гк1} p_{гк}^{1-\nu} \sigma_*^{1-\nu} (1 - \nu)]; \quad (6.6)$$

$$\rho_{гк} = \rho_p \{m_s / [1 - (1 - m_h) \exp(a_{гк1} p_{гк}^{1-\nu} \sigma_*^{1-\nu} / (1 - \nu))]\}^2. \quad (6.7)$$

Модели (6.5) - (6.7) позволяют приводить результаты лабораторных исследований свойств ГК, образовавшихся на фильтрах, к реальным условиям их образования. В скважинных условиях в зависимости от общего перепада и проницаемости пласта величины $h_{гк}$ и $p_{гк}$ будут различными, значения остальных параметров, входящих в модели (6.5) - (6.7), для данного глинистого раствора являются величинами постоянными.

Для приведения результатов лабораторных экспериментов к скважинным условиям определяют изменения физических свойств (пористости, проницаемости и др.) по толщине ГК. Используя модели (6.5) - (6.7), определяют функцию σ_* , после чего, измерив толщину корки и определив $p_{гк}$, рассчитывают изменения физических свойств ГК в условиях скважины.

При образовании ГК в режиме циркуляции промывочной жидкости функция

$$\sigma_*_{ц} = p_{гк} (1 - x/h_{гк\ ц})^{1/(1-m1)}, \quad (6.8)$$

де $h_{гк\text{ц}}$ - толщина ГК при данной скорости циркуляции.

Поскольку изменение физических свойств, описываемое моделями (6.5) - (6.7), при фиксированных свойствах раствора зависит от $p_{гк}$ и σ_* , а $p_{гк}$ не зависит от режима промывки скважины, то учет циркуляции приводит к изменению функции $\sigma_{*ц}$. Значения функции σ_* при циркуляции ($\sigma_{*ц}$) связаны со значениями соответствующей функции (σ_*) при отсутствии циркуляции соотношением стационарности распределений эффективных напряжений

$$\sigma_{*ц} = \sigma_* \left[\frac{1 - x/h_{гк\text{ц}}}{1 - x/h_{гк}} \right]^{1/(1-m_1)},$$

т.е. определяются толщинами глинистых корок при наличии и отсутствии циркуляции.

Толщина глинистой корки является одной из важнейших ее характеристик. При исследовании необсаженных скважин геофизические приборы непосредственно соприкасаются с ГК и ее толщина надежно фиксируется с помощью ГИС. Рост толщины ГК с течением времени определяется из равенства

$$h_{гк} = \xi_0 [k_{гк1} p^{\nu-m_1} t / a_{гк1} \mu_2 (\gamma + 1)]^{1/2}, \quad (6.9)$$

где ξ_0 - константа, зависящая от действующего на корку перепада давлений $p_{гк}$; с ростом $p_{гк}$ величина ξ_0 возрастает (см. подразд. 2).

Кривые зависимости толщины корки $h_{гк}$, отнесенные к толщине корки $h_{гк(0)}$ при $k_0 = 0,01$ мкм², от проницаемости образца k_0 , приведенные на рис. 85, построены по формуле (6.9) для двух растворов.

Как видно из приведенных зависимостей, с ростом проницаемости толщина корки растет. При этом максимальное изменение толщины корки имеет место при увеличении k_0 до 0,5 мкм².

Аналогичные результаты получены в лабораторных экспериментах И.И. Башлыкина. В то же время результаты скважинных исследований Л.И. Орлова, А.В. Ручкина, Н.М. Свихнушина указывают на отсутствие связи толщины ГК с коллекторскими свойствами. Отсутствие связи толщины корки, зарегистрированной каверномером, с коллекторскими свойствами, объясняется спе-

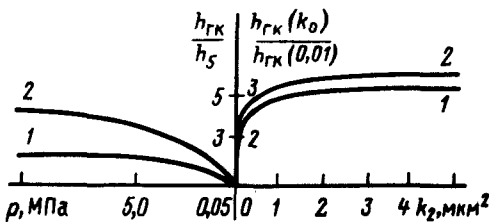


Рис. 85. Зависимости изменения толщины глинистой корки от проницаемости пласта k_2 и общего перепада давлений p для обработанного КМЦ (1) и необработанного (2) глинистых растворов

Рис. 86. Зависимости пористости ГК на границе с пластом от проницаемости k_2 и действующего перепада давлений p .

1 - необработанный раствор; 2 - раствор, обработанный КМЦ

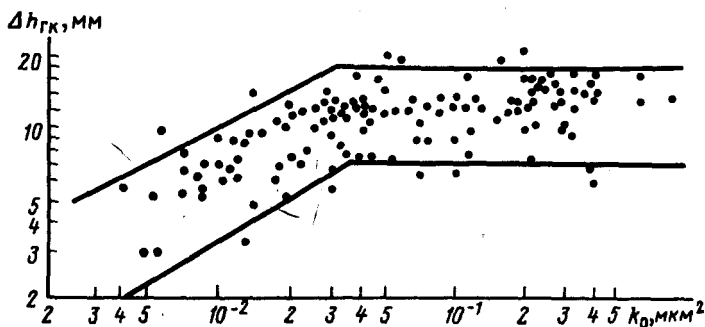
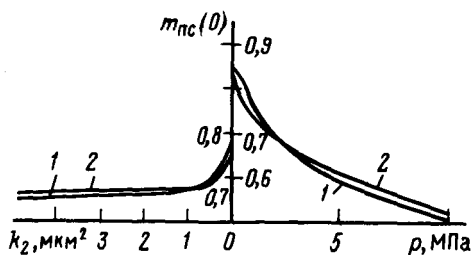


Рис. 87. Результаты сопоставления разности толщин глинистой корки $\Delta h_{ГК}$ с коэффициентом проницаемости пород k_0 по месторождению Жетыбай

цифкой технологии измерения толщины корки в скважине. При измерении рычаги каверномера продавливают верхние, наиболее рыхлые слои и фиксируют не истинную толщину корки, а толщину наиболее уплотненной ее части. Экспериментальные исследования показывают, что зарегистрированная таким образом толщина корки определяется ее пористостью. На рис. 86 даны графики зависимости пористости ГК на ее границе с пластом $m_{ГК}(0)$, где корка наиболее уплотнена, от проницаемости образца k_0 . Из приведенных графиков видно, что проницаемость пласта оказывает существенное влияние на пористость ГК в области значений k_0 до $0,5 \text{ мкм}^2$. В условиях скважины связь толщины ГК с проницаемостью пород может быть надежно установлена, если использовать не толщину ГК, определенную каверномером, а разность толщин, определенную приборами с различным давлением на ее поверхность. На рис. 87 в качестве примера приведена зависимость разности толщин глинистой корки $\Delta h_{ГК}$ от проницаемости k_0 для скв. 744 месторождения Жетыбай. При определении величины $\Delta h_{ГК}$ использовалась толщина ГК, зафиксированная микрокаверномером (давление на корку около 10^{-2} МПа) и каверномером (давление на корку около 10^{-1} МПа). Полученная зависимость $\Delta h_{ГК} = f(k_0)$ характеризуется двумя областями: область, где связи $\Delta h_{ГК} = f(k_0)$ практически нет, и об-

ласть, где эта зависимость имеется. Граница между этими областями лежит в интервале 0,03-0,04 мкм² и определяет область, где проницаемость пласта влияет на действующий перепад давлений.

Важной характеристикой глинистой корки является возникающий на ней потенциал фильтрации E_f , который определяется толщиной корки, действующим перепадом давления.

6.2. Петрофизика зоны кольтматации

Из механизма образования зоны кольтматации (ЗК) следует, что изменение физических свойств в этой зоне обусловлено образованием кольтматирующей среды и проникновением частиц кольтматанта во внутривпоровое пространство.

Изменение физических свойств в ЗК носит динамический характер, вследствие чего свойства ЗК меняются во времени и по толщине. В соответствии с петрофизической моделью ЗК (см. подразд. 3) в общем случае в этой зоне выделяется шесть компонентов: скелет, остаточная водонасыщенность, недоступный поровый объем, кольтматирующая среда, свободный кольтматант и фильтрат глинистого раствора.

Используя существующие петрофизические связи, получим динамические модели физических свойств в процессе кольтматации. Так как частицы свободного кольтматанта окружены фильтратом, то можно считать, что они практически не влияют на удельное электрическое сопротивление смеси фильтрат - кольтматант. Изменение удельного электрического сопротивления ЗК чистых водоносных пластов $\rho_{зк}$ в основном обусловлено образованием кольтматирующей среды и может быть представлено в виде

$$\rho_{зк} = \rho_f \{c_1 / (m_0 - a_k)^m [1 - C_2 a_k / (m_0 - a_k)]\}. \quad (6.10)$$

Изменение водородного индекса $\omega_{зк}$ чистых водонасыщенных коллекторов в процессе кольтматации обусловлено как свойствами кольтматанта, так и свойствами кольтматирующей среды:

$$\omega_{зк} = m_0 (S_{к кс} + S_{к св}) \omega_k + m_0 S_{ф} \omega_f + m_0 k_{ов} \omega_{св}. \quad (6.11)$$

Изменение плотности водонасыщенной породы в процессе кольтматации будет

$$\delta_{зк} = (1 - m_0) \delta_{ск} + m_0 (S_{к кс} + S_{к сз}) \delta_k + m_0 S_{ф} \delta_f. \quad (6.12)$$

Изменение интервального времени пробега продольных волн в процессе кольтматации Δt определяется из выражения

$$\Delta t_{зк} = \Delta t_{ск} (1 - m_0) + \Delta t_{кс} m_0 S_{к кс} + \Delta t_{фк} m_0 (1 - a_k - K_{ипо}) + \Delta t_{ф} m_0 K_{ипо}. \quad (6.13)$$

Аналогично можно определить через компоненты зоны кольтматации изменение других физических свойств. Однако для практического использования моделей (6.12), (6.13) необходимо

знать значения насыщенностей $S_{k_{кс}}$, $S_{k_{св}}$, $S_{ф}$ на различном удалении от стенки скважины на момент проведения ГИС. Отсутствие в настоящее время надежной гидродинамической модели процесса кольтатации не позволяет спрогнозировать изменение этих параметров в процессе кольтатации.

Проницаемость пластов является одним из основных параметров, определяющих условия кольтатации. Как показано в подразд. 3, исходная проницаемость контролирует значения коэффициента недоступного порового объема и максимальной насыщенности пор кольтатирующей средой. Изменение проницаемости по толщине ЗК необходимо знать при оценке качества вскрытия пластов по данным ГИС.

Как видно из рис. 88, чем выше начальная проницаемость образца, тем значительнее уменьшение фильтрующей способности. Наряду с этим снижение фильтрующей способности зависит также от структуры порового пространства. Так, для образцов с меньшим значением порового геометрического фактора χ (лучшей сообщаемостью между поровыми каналами) фильтрующая способность снижается более значительно (на рисунке значение параметра χ дано в скобках). Изменения фильтрующей способности в прямом (сплошная линия) и обратном (штриховая линия) направлениях различаются незначительно. Это позволяет оценить уменьшение продуктивности за счет кольтатации, используя эксперименты на стадии собственно кольтатации.

Суммарное содержание кольтатирующей среды и кольтатанта в порах коллектора может быть охарактеризовано изменением глинистости в ЗК. Как видно из рис. 88, с ростом исходной проницаемости образцов увеличение глинистости в ЗК возрастает. В то же время, как и при изменении проницаемости, изменение глинистости по толщине ЗК несколько зависит и от структуры порового пространства.

При оценке качества вскрытия пластов бурением важно знать толщину ЗК и закон изменения проницаемости и глинистости по толщине. Из экспериментальных зависимостей (см. рис. 88) следует, что толщина ЗК по проницаемости и по глинистости различна. Изменение глинистости происходит в пределах всего исследуемого керна, в то время как изменение проницаемости имеет место в диапазоне $(0,2-0,4)L$. Такой характер изменения проницаемости обусловлен преимущественным влиянием на этот параметр кольтатирующей среды. Зависимость изменения проницаемости по толщине зоны ЗК показана на рис. 89. Сопоставление дано в относительных координатах $k_0^*(x/h_{зк})$, где $k_0^* = (k_{зк} - k_0)/(k_{h_{зк}} - k_0)$; k_0 - начальная проницаемость образца; $h_{зк}$ - толщина зоны кольтатации по проницаемости; $k_{h_{зк}}$ - проницаемость образца при $x = h_{зк}$. При сопоставлении видно, что в относительных координатах изменение проницаемости по толщине ЗК слабо зависит от исходной проницаемости и структуры порового пространства образцов.

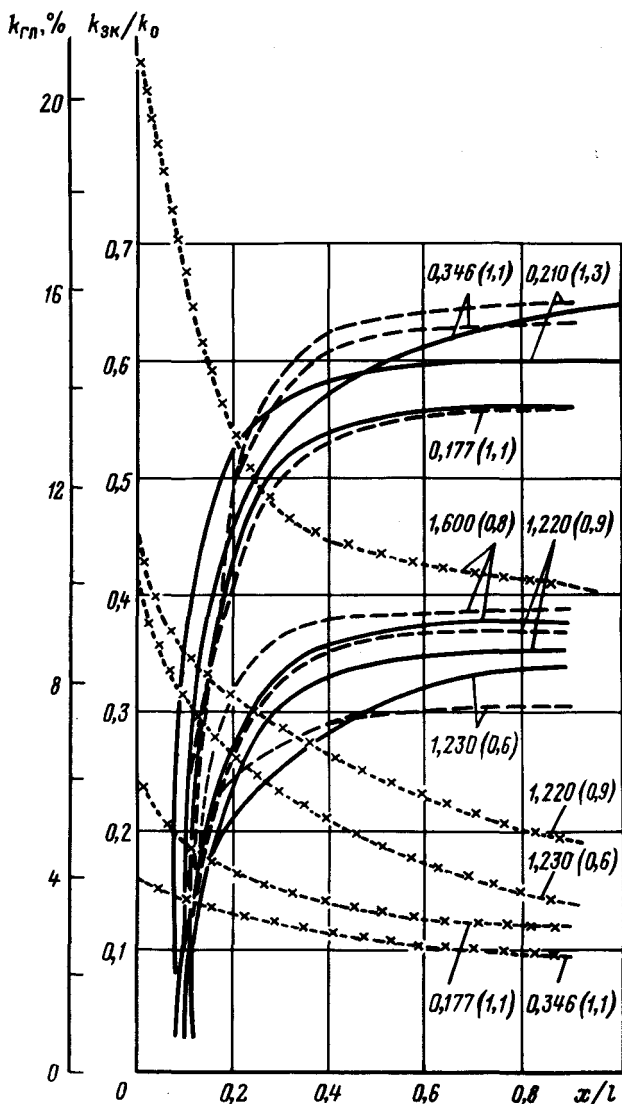


Рис. 88. Изменения проницаемости k_{zk}/k_0 в прямом направлении (сплошные линии), в обратном направлении (пунктирные линии) по толщине зоны кольматации. Шифр кривых - значения коэффициента исходной проницаемости k_0 (мкм^2) и порового геометрического фактора α

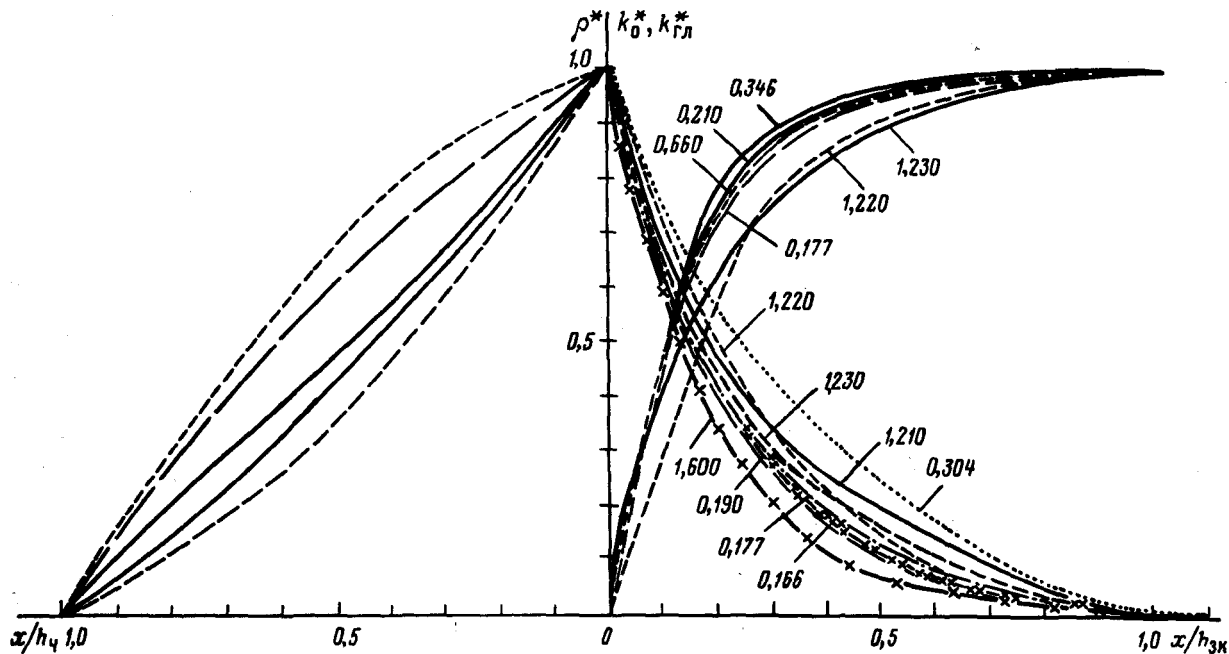


Рис. 89. Изменения приведенной проницаемости k^*_0 , глинистости $k^*_{гЛ}$ и удельного электрического сопротивления ρ^* по толщине зоны кольтации.

Шифр кривых - коэффициент проницаемости пласта k_0 , $\text{мкм}^2 \cdot \text{л}$ - 5 - экспериментальные зависимости Л.И. Орлова и др; 6 - расчетная зависимость

Характер изменения глинистости по толщине ЗК показан также на рис. 89. Изменение глинистости дано в относительных переменных $k_{г\text{л}}^*(x/L)$, где $k_{г\text{л}}^* = [k_{г\text{л}} - k_{г\text{л}}(L)]/[k_{г\text{л}}(0) - k_{г\text{л}}(L)]$; L - длина образца; $k_{г\text{л}}(0)$ - значение объемной глинистости на границе ЗК - ГК; $k_{г\text{л}}(L)$ - значение глинистости на границе образца. Из сопоставлений (см. рис. 89) видно, что характер изменения глинистости по толщине ЗК слабо зависит от исходной проницаемости и структуры порового пространства исследуемых образцов. При длинах образца, превышающих толщину зоны кольматации, $k_{г\text{л}}(L) = 0$ и изменение глинистости по толщине ЗК определяется зависимостью

$$k_{г\text{л}}(x) = k_{г\text{л}}(0) \exp(-Bx), \quad (6.14)$$

где B - коэффициент, характеризующий кольматирующую способность раствора. Глубина проникновения глинистых частиц $h_{г\text{ч}}$ определяется из выражения (6.14) при задании $k_{г\text{л}}(h_{г\text{ч}})$, например, $k_{г\text{л}}(h_{г\text{ч}}) = 0,01$.

Толщина ЗК по изменению проницаемости определяется из соотношения

$$h_{з\text{к}} \approx h_{г\text{ч}}/3. \quad (6.15)$$

Динамические модели изменения физических свойств в ЗК за счет изменения глинистости по толщине ЗК:

удельное электрическое сопротивление

$$\rho_{з\text{к}} = \rho_{\text{ф}} \{C_1/[m_0 - k_{г\text{л}}(x)]^m [1 - C_2(K_{г\text{л}}(x)/[m_0 - k_{г\text{л}}(x)])]^{n_2}\}, \quad (6.16)$$

водородный индекс

$$\omega_{з\text{к}} = [m_0 - k_{г\text{л}}(x)]\omega_{\text{ф}} + k_{г\text{л}}(x)\omega_{\text{к}}; \quad (6.17)$$

плотность закольматированной породы

$$\delta_{з\text{к}} = (1 - m_0)\delta_{\text{с\text{к}}} + k_{г\text{л}}(x)\delta_{\text{к}} + [m_0 - k_{г\text{л}}(x)]\delta_{\text{ф}}; \quad (6.18)$$

изменение интервального времени пробега продольных волн

$$\Delta t_{з\text{к}} = \Delta t_{\text{с\text{к}}}(1 - m_0) + m_0 k_{г\text{л}}(x)\Delta t_{г\text{л}} + [m_0 - k_{г\text{л}}(x)]\Delta t_{\text{ф}}. \quad (6.19)$$

Вышеприведенные модели являются приближенными, так как не учитывают реальный характер распределения кольматанта в закольматированной среде. В то же время их использование в инженерных расчетах позволяет проводить оценку изменения физических свойств в ЗК и определять толщину этой зоны. На рис. 89 в качестве примера приведено сопоставление характера расчетного изменения удельного электрического сопротивления в зоне кольматации, определенного по формуле (6.16), с результатами экспериментального исследования на образцах керна. Сопоставление дано в относительных переменных $\rho^*(x/h_{г\text{ч}})$, где

$\rho^* = (\rho_{зк} - \rho_{\min}) / (\rho_{\max} - \rho_{\min})$; ρ_{\max} - удельное электрическое сопротивление зоны кольматации на границе ЗК - ГК; ρ_{\min} - удельное электрическое сопротивление при $x = h_*$.

Результаты сопоставления показывают, что характер изменения удельного электрического сопротивления в зоне кольматации, полученный по результатам экспериментов, согласуется с расчетной зависимостью.

6.3. Динамические модели промытой зоны и остаточного нефтенасыщения

Промытая зона образуется при вытеснении нефти и газа фильтратом глинистого раствора или при реализации технологии каротаж - закачка - каротаж. После завершения процесса вытеснения в промытой зоне устанавливается значение коэффициента водонасыщения $k_{в\text{ пр}}$, практически постоянное в течение всего времени формирования зоны проникновения (см. подразд. 4). Водонасыщение промытой зоны является одним из важнейших параметров при оценке общих и извлекаемых запасов по данным ГИС (см. подразд. 1.3).

В то же время имеющиеся исследования этого параметра предполагают, что остаточное нефтенасыщение (ОНН) промытой зоны ($k_{он} = 1 - k_{в\text{ пр}}$) определяется только коллекторскими свойствами и не зависит от режима формирования промытой зоны. Основываясь на этом положении, строят корреляционные связи между водонасыщенностью промытой зоны и коллекторскими свойствами (пористостью, проницаемостью, остаточной водонасыщенностью, глинистостью и т.д.). Анализ этих связей показывает, что они крайне неустойчивы и характеризуются большим (до 100%) разбросом значений $k_{в\text{ пр}}$ или $k_{он}$.

Из анализа процесса формирования промытой зоны, данного в подразд. 4, следует, что процессы вытеснения в образце и в ОЗ в общем случае различны и их необходимо рассматривать раздельно. Ниже приводятся динамические модели промытой зоны для образца породы и ОЗ.

Динамические модели промытой зоны в условиях лабораторного эксперимента. Рассмотрим образец гидрофильной породы, содержащей остаточную нефть ($k_{он} = 1 - k_{в\text{ пр}}$) в виде пленок, глобул, а также в адсорбированном виде. Нефтенасыщенность тупиковых, пор и частично пленочная в преимущественно гидрофильных пластах не зависит от условий вытеснения и для данного коллектора может быть величиной постоянной и равной $(1 - k_{в}^*)$. Капиллярно-зашемленная остаточная нефтенасыщенность (ОНН) помимо коллекторских свойств зависит также от условий вытеснения.

Будем считать, что в полностью промытом образце с коэффициентом открытой пористости m_0 образовались ганглии капиллярно-зашемленной нефти с размером ганглий l_{ki} (см.

рис. 28). Пересечем теперь элементарный объем промытого образца плоскостью произвольной ориентации и пусть площадь сечения проточных для воды пор на плоскости с площадью, равной единице, будет ω . Эта величина по физическому смыслу эквивалентна просветности для вытесняющей фазы. Рассмотрим такое распределение пор, просветных для вытесняющей фазы, чтобы в сечении плоскостью произвольной ориентации $\omega = mk_{в\text{ пп}}$. Это соотношение обеспечивается, когда все размеры зерен скелета и ганглий заземленной нефти одного порядка.

Рассмотрим площадку с площадью, равной единице, лежащую в сечении среды плоскостью с нормалью l , и одну из ганглий заземленной нефти, пересеченную этой плоскостью. Часть поверхности ганглии могут занимать контакты с зернами породы (см. рис. 28). Обозначим элементы этих площадок δs_{ki} , $\delta s_{ki} = n \cdot \delta s_{ki}$, где n - внешняя нормаль к поверхности ганглии, δs_{ki} - площадь элемента площадки. Основная часть поверхности ганглии омывается потоком вытесняющей жидкости. Пусть δs - элемент поверхности, омываемой вытесняющей фазой. Суммируя по всей поверхности ганглии, получаем $\sum_{ij} (\delta s_{ki} \delta s_{ri}) l = 0$.

Рассмотрим теперь часть поверхности j -й ганглии, расположенной по направлению вытеснения. Обозначая v_j площадь сечения этой ганглии и суммируя по поверхности всех ганглий на площадке единичного сечения, получим

$$\sum_{ij} \delta s_{i,j} \cdot l = \sum_j v_j = 1 - \omega.$$

Суммируя только по площадкам контактов ганглий со скелетом, получим

$$\sum_{ij} \delta s_{kij} \cdot l = (1 - \omega) \gamma,$$

где γ - средняя доля проекций поверхностей площадок контактов ганглий на всех зернах скелета в сечении.

Рассмотрим теперь силы, действующие на ганглию. На площадку δs_i действует гидродинамическая сила давления вытесняющей фазы $p_i \delta s_i$, сила капиллярного давления $p_{ki} \delta s_i$, а также сила трения $\delta \tau_i \delta s_i$.

Гидродинамическая сила, действующая на всю площадку единичного сечения, в силу сказанного выше, будет $\bar{p} \cdot \omega$, где \bar{p} - среднее давление в сечении δs_i .

На площадках контактов ганглий с зернами породы действуют напряжения σ_i .

Рассмотрим теперь характерный элемент пористой среды Δx . Суммарное значение проекций всех сил в направлении вытесне-

ния обозначим $p \Delta x$. Учитывая, что ганглия находится в состоянии покоя, получим

$$\Sigma F_i = p \cdot \Delta x = 0. \quad (6.20)$$

Учитывая, что при суммировании все силы, действующие на контактах ганглий с породой, взаимно уничтожаются, кроме сил, действующих в плоскостях x и $x + \Delta x$, где под Δx , очевидно, надо понимать характерный размер ганглии l_k , из (6.20) получаем $\Delta p_r \omega = p_k \omega$, или окончательно $\Delta p_r = p_k$, где Δp_r - перепад давления в вытесняющей жидкости на длине ганглии. Раскроем это равенство, выразив Δp_r из закона Дарси, а p_k через функцию Леверетта:

$$\frac{\nu_2 \mu_2 l_k}{k_0 f_b} = \tilde{\sigma} \cos \theta \sqrt{\frac{m_0}{k_0}} J,$$

где l_k - характерный капиллярный размер (средний размер ганглии), J и f_b будем рассматривать как функции подвижной водонасыщенности σ (табл. 7).

Используя для J и f_b аппроксимации

$$f_b(\sigma) = A\sigma^\beta, \quad J(\sigma) = B\sigma^{-\gamma}, \quad \gamma > 1.$$

Подставим их в (6.20) и выразим σ :

$$\sigma = \left(\frac{\nu_2 \mu_2 l_k}{AB \tilde{\sigma} \cos \theta \sqrt{m_0 k_0}} \right)^{1/\beta - \alpha}. \quad (6.21)$$

$$\text{Обозначим } \frac{1}{\beta - \gamma} = \delta, \quad \frac{k_{\text{ов}}^* - k_{\text{ов}}}{(AB) \delta} = C, \quad \frac{\nu_2 \mu_2 l_k}{\tilde{\sigma} \cos \theta \sqrt{m_0 k_0}} = \Pi.$$

Тогда остаточная нефтенасыщенность полностью промытого пласта будет

$$k_{\text{он}} = 1 - k_{\text{ов}} - C \Pi^\delta. \quad (6.22)$$

Безразмерный комплекс Π , учитывающий соотношение напорных и капиллярных сил, является аналогом капиллярного числа $N_{\text{са}}$, но учитывает также структуру порового пространства.

Типичная зависимость ОНН от комплекса Π для гидрофильной пористой среды представлена на рис. 28. Здесь $k_{\text{он}}^0$ - суммарная ОНН адсорбированной капиллярно-защемленной и пленочной нефти, образующаяся при малых значениях Π ; $k_{\text{он min}}^*$ - минимальная ОНН; $\Pi_{\text{кр1}}$, $\Pi_{\text{кр2}}$ - критические значения Π , соответствующие началу активного вытеснения капиллярно-защемленной нефти и точке полного ее вытеснения.

Соотношение (6.22) в явном виде связывает ОНН и остаточное и максимально возможное ($k_{\text{в}}^*$) водонасыщение с условиями вытеснения, фильтрационными и емкостными свойствами (k_0 ,

Характеристики экспериментов по физическому моделированию ОНН

| Авторы | Год опубликования | Пористый материал | Длина образца, см | $k_{нн}$ | $v_b \cdot 10^7$, м/с | σ , мН/м | μ_b , мП·с | μ_n , мП·с | Число капиллярности |
|----------------------------------|-------------------|-----------------------------|-------------------|------------|------------------------|-----------------|----------------|----------------|---|
| М. Леверетт | 1939 | Песок | — | — | — | 5-34 | 0,85-32,2 | 0,32-16,5 | $\frac{v_c^{*dp}}{(\Delta p/L)D}$ |
| Е. Оджера и др. | 1953 | Песчаник beaga | — | $1-k_{об}$ | 20-кратное изменение | 3,4-37,8 | 1 | 0,7 | $\frac{\sigma}{\Delta p} \frac{k_0 \Delta p}{\sigma L}$ |
| Т. Мур и Р. Слобод | 1956 | Песчаники | 2,5 | $1-k_{об}$ | 0,73-100 | 0,4-30 | 1,1-144 | 1,1-144 | $\frac{v \mu_b}{\sigma \cos \theta}$ |
| О. Вагнер и Р. Лич | 1966 | Песчаник toredo | 53 | 1 | 11-550 | 0,001-5 | 0,04-0,063 | 0,01-0,03 | неизвестно |
| Дж. Тэйбер | 1969 | Песчаник beaga | 2,5-8 | $k_{он}^0$ | 66-10000 | 3,5-59 | 1 | 0,013-1 | $\frac{\Delta p}{\Delta L}$ |
| В. Фостер | 1973 | Песчаник beaga | 31 | $1-k_{об}$ | 1,7-800 | 0,064-27,5 | 1-3,64 | 3,34 | $\frac{v_b \mu_b}{\sigma m}$ |
| В. Лефердю Пре | 1973 | Спеченные тефлоновые шарики | 10 | $1-k_{об}$ | 8,4-840 | 0,25-350 | 0,9-60 | 0,9-60 | $\frac{\sigma}{v \mu_b}$ |
| Р. Эрлих, Х. Хасиба, П. Раймонди | 1974 | Песчаники | 19 | $k_{он}^0$ | 2700-22000 | 40 | 1 | | $\frac{k_0 \Delta p}{\sigma m L}$ |
| А. Абрамс | 1975 | Песчаник | 9 | $k_{он}^0$ | 2,4-2000 | 1,8-50 | 0,94-32,3 | 0,4-37 | $\frac{v \mu_b}{\sigma \cos \theta} \left(\frac{\mu_b}{\mu_n} \right)^{0,4}$ |

| | | | | | | | | | |
|-----------------------------|------|----------------------|--------------|--------------------------|---------------|-----------------|-----------|-----------|--|
| 14. Ф. Дульен | 1976 | Песчаники | 13 | $k_{он}^0$ | - | 29 | 1 | 1,5 | $\frac{\Delta p l}{L \sigma (1/D_c - 1/D)}$ |
| С. Гупта и С. Трушенски | 1978 | Песчаник | 61 | $k_{он}^0$ | 3,2-3200 | 0,03- 0,09 | 2-17,5 | 0,9 | $\frac{\gamma_{плн}}{\sigma}$ |
| Дж. Батицки, Ф. Мккафери | 1978 | Песок | 28 | $k_{он}^0$ | 35-1100 | 0,02-50 | 0,91 | 0,50-0,83 | $\frac{\gamma_{плн}}{\sigma m}$ |
| Б. Сонгхран | 1979 | Стеклянные шарики | - | $k_{он}^0$ $1-k_{ов}$ | 460- 46000 | 23,1 | 1,42 | 0,018 | $\frac{\gamma_{плн}}{\sigma}, \frac{\gamma_{плн}}{\sigma m}$ |
| Дж. Амафьюл | 1982 | Песчаник | 9,6- 15,2 | $1-k_{ов}$ | - | 0,01-34 | 0,98-1,15 | 0,64-22 | $\frac{\gamma_{плн}}{\sigma}$ |
| И. Чатзис и М. Морроу | 1984 | Песчаник | 6-8 | $k_{он}^0$ $1-k_{ов}$ | - | - | - | - | $\frac{\gamma_{плн}}{\sigma}, \frac{k_a \Delta p}{\sigma}, \frac{k_w s p}{\sigma L}$ |
| Р. Фульчер, | 1985 | Песчаник | 30,5- 61 | $1-k_{ов}$ | 567-2820 | 0,0389- 37,9 | 0,89-95,4 | 2,03-11,3 | неизвестно |
| Т. Эртекин, Д. Стал | | begea | | | | | | | |

Примечание. Здесь $k_{ин}$ и $k_{он}$ - начальная и начальная остаточная нефтенасыщенность образца; k_a, k_w - фазовые проницаемости для воздуха и воды соответственно; $p_c^{*дп}$ - критическое капиллярное давление при дренаже; l - средняя длина глобулы в направлении течения; D_c - диаметр сужений в поровом пространстве; \bar{D} - средний диаметр пор; L - длина образца; Δp - перепад давления на длине образца; σ - межфазное натяжение.

$f(k_v^*), \sqrt{m_0 k_0}$), поверхностно-молекулярными свойствами ($\sigma \cos \theta$) и коэффициентами, характеризующими структуру порового пространства (β, γ), характерным размером глобулы защемленной нефти. Соотношение (6.22) является динамической моделью ОНН.

Из соотношения (6.22) следует, что с ростом скорости вытеснения и вязкости вытесняющего агента ОНН уменьшается, с ростом поверхностного натяжения и краевого угла смачивания - возрастает. Влияние коллекторских свойств определяется параметром $l_k / \sqrt{m_0 k_0}$, с увеличением значений этого параметра ОНН падает.

Условие (6.22) выполняется не во всем диапазоне изменения Π . При малых значениях ($\Pi < \Pi_{кр1}$) напорные силы меньше капиллярных. ОНН постоянна и равна $k_{он}^0$. При $\Pi > \Pi_{кр1}$ напорные силы начинают преобладать и происходит вытеснение капиллярно-защемленной нефти. При $\Pi > \Pi_{кр2}$ практически вся капиллярно-защемленная нефть вытесняется и график функции $k_{он} = f(\Pi)$ выходит на нижнее плато $k_{он} = k_{он \min}^*$. Величина $k_{он \min}^*$ соответствует ОНН в сорбированной нефти и в тупиковых порах. Отсюда следует, что формула (6.22) описывает зависимость $k_{он}(\Pi)$ только на отрезке $\Pi_{кр1} \leq \Pi \leq \Pi_{кр2}$. Во всем диапазоне изменения Π зависимость $k_{он}(\Pi)$ примет вид

$$k_{он} = \begin{cases} k_{он}^0, & \Pi < \Pi_{кр1} \\ 1 - k_{ов} - C\Pi^\delta, & \Pi_{кр1} \leq \Pi \leq \Pi_{кр2} \\ k_{он \min}^*, & \Pi > \Pi_{кр2} \end{cases} \quad (6.23)$$

Динамическая модель промытой зоны будет

$$k_{в \text{ пп}} = \begin{cases} 1 - k_{он}^0, & \Pi < \Pi_{кр1} \\ C\Pi^\delta + k_{ов}, & \Pi_{кр1} \leq \Pi \leq \Pi_{кр2} \\ k_{в}^*, & \Pi > \Pi_{кр2} \end{cases} \quad (6.24)$$

Динамическая модель (6.23), (6.24) показывает, что водонефтенасыщение в промытой зоне определяется комплексным параметром Π . Зависимость коэффициента водонасыщения промытой зоны от параметра Π носит степенной характер, а показатель степени определяется структурой порового пространства.

Динамические модели (6.23) (6.24) справедливы для всех режимов вытеснения. При автомодельном режиме вытеснения $\Pi = \Pi_{кр2}$, при капиллярном - $\Pi = \Pi_{кр1}$.

Параметр Π можно представить в виде произведения $\Pi_1 \cdot \Pi_2$,

где $\Pi_1 = v_2 \mu_2 / \tilde{\sigma} \cos \theta$ - параметр, определяющий условия вытеснения (число капиллярности), $\Pi_2 = l_k / \sqrt{k_0 m_0}$ - параметр, определяющий коллекторские свойства.

Безразмерный комплекс, выражающий отношение вязкостных сил к капиллярным, называют обычно капиллярным числом. Чаще всего пользуются следующей формой этого числа: $N_{ca1} = v_2 \mu_2 / \sigma$. Другая распространенная форма капиллярного числа $N_{ca2} = k_0 \Delta p / \tilde{\sigma} L$:

$$N_{ca1} = \frac{v_2 \mu_2}{\tilde{\sigma}} = f_2 \frac{k_0 \Delta p}{\sigma L} = f_2 N_{ca2}.$$

Так как f_2 зависит от ОНН, а последняя зависит от капиллярного числа, то связь между N_{ca1} и N_{ca2} не будет, вообще говоря, линейной. Это видно из работы И. Чатзиса. Пытаясь учесть структуру порового пространства, некоторые исследователи вводили такие параметры, как средний диаметр пор \bar{D} (М. Леверетт), диаметр сужений в поровом пространстве D_c (Ф. Дульен, И. Макдональд, В. Мур и др.). Для учета характера смачиваемости вводили такую характеристику, как косинус краевого угла смачиваемости (А. Абрамс, В. Фостер, Р. Эрлих), в число капиллярности включалась пористость, включали член $(\mu_n / \mu_w)^{0.4}$, учитывающий отношение вязкостей нефти и вытесняющей жидкости (А. Абрамс). Отсутствие одного числа капиллярности объясняется, по-видимому, трудностью постановки эксперимента, учитывающего все многообразие факторов, влияющих на ОНН.

Сравнение динамических моделей промытой зоны и ОНН с результатами лабораторного моделирования. В настоящее время имеется большой объем исследований ОНН и промытой зоны, проведенных зарубежными и отечественными исследователями на основе лабораторного моделирования. Эти исследования были обобщены для оценки параметров модели (6.23) и (6.24) (Н.Н. Михайлов, 1982, 1992).

Результаты экспериментов. Исследования различных авторов показали в целом единый характер зависимости ОНН от условий вытеснения, выраженных различными видами капиллярного числа (табл. 8). При вытеснении с низким капиллярным числом (соответствующим пластовым условиям) после пропускания через образец нескольких поровых объемов воды сплошная нефтяная фаза разрывается на отдельные глобулы. После этого при значительном изменении капиллярного числа (от 10^{-7} до 10^{-5}) ОНН не изменяется. После достижения некоторого критического значения капиллярного числа ОНН начинает резко уменьшаться. При достаточно больших капиллярных числах в образце остаются единицы процентов ОНН. Наиболее ярко этот пороговый характер изменения ОНН продемонстрирован в работе И. Чатзиса. Здесь следует остановиться на двух параметрах модели (6.23): на начальной ОНН (k_{on}^0) и критическом капиллярном числе N_{ca}^0 .

| Авторы | Материал и шифр образца | k_{OH}^0 , % | $N_{\text{CaO}} \cdot 10^5$ $k_{\text{OH}}^0/k_{\text{OH}}^0 - 0,5$ | $N_{\text{Ca}}^{\text{max}} \cdot 10^3$ $k_{\text{OH}}^0/k_{\text{OH}}^0 - 0,1$ | α | A | |
|--|-------------------------|-----------------------|--|--|----------|-------|------|
| И. Чатзис Н. Морроу | Berea B-12 | 33,8 | 1 | 0,7 | 0,0555 | 1,25 | |
| | Berea CQ-11 | 31,6 | 1,6 | 1,0 | | | |
| | Berea CQ-5 | 28,9 | 1,3 | 0,6 | | | |
| | Berea CQ-A7 | 30,4 | 1,3 | 0,6 | | | |
| | Berea CQ-9 | 34,4 | 0,6 | | | | |
| | Berea CQ-A4 | 29,8 | 1,2 | 2,0 | | | |
| | Berea CQ-A | 34,8 | 0,52 | | 0,0928 | 1,83 | |
| | Berea DOE-1 | 32,4 | 1,0 | 2,0 | | | |
| | Berea B-Y | 38,7 | 1,2 | 2,0 | 0,0954 | 1,71 | |
| | Berea B-5 | 39,1 | 0,1 | 2,0 | | | |
| | Berea HB-2 | 35,0 | 0,2 | 1,0 | | | |
| | Berea C-O | 41,7 | 0,12 | | | | |
| | Boise | 27,3 | 2,0 | 2,0 | 0,0458 | 1,22 | |
| | Cottage Grove | 36,9 | 0,37 | | 0,054 | 1,27 | |
| С.П. Гупта, С.П. Трушен- ски Су Гун Ох, Дж.С. Слэтте- ри (данные) Тэйбера) | Fountainbleau | 33,2 | 1,4 | 1,0 | | | |
| | Torpedo IU-1 | 34,1 | 1,4 | | | | |
| | Berea A | 26,8 | 0,5 | 8,0 | 0,059 | 1,416 | |
| | Berea B | 28,6 | 0,5 | 3,0 | 0,081 | 1,568 | |
| | Berea C | 28,5 | 0,5 | 2,0 | 0,085 | 1,723 | |
| | 2-269 | 41,7 | | | | | |
| | 2-205 | 42,4 | | | | | |
| | H-809 | 55,6 | | | | | |
| | Y-13 | 37,1 | | | | | |
| | S-12 | 40,4 | | | | | |
| | ON-2 | 3,0 | | | | | |
| | N-4 | 36,6 | | | | | |
| | Ber-1 | 40,5 | | | | | |
| | D-1-8 | 49,5 | | | | | |
| SP-6 | 45,3 | | | | | | |
| SP-5 | 48,6 | | | | | | |
| DOT | 32,1 | | | | | | |
| 21X | 45,3 | | | | | | |
| 80 | 49,7 | | | | | | |
| MG-6 | 49,3 | | | | | | |
| Р. Фульчер, Т. Эртекин, С.Д. Стал | Berea | 40,3 | | | | | |
| | | 43,5 | | | | | |
| | | 48,9 | | | | | |
| | | 36,3 | | | | | |
| | | 35,1 | | | | | |
| | | 42,3 | | | | | |
| | | 44,1 | | | | | |
| | | 37,7 | | | | | |
| | | 33,1 | | | | | |
| | | 30,1 | | | | | |
| | | 37,9 | | | | | |
| | | 39,4 | | | | | |
| | Тайбер | Berea 6 | 40,0 | 0,9 | | 0,133 | 2,28 |
| | Дж. Дж. | 7 | 40,0 | 0,6 | | | |
| 8 | | 40,0 | 0,7 | | | | |
| 9 | | 40,0 | 0,6 | | | | |

| Авторы | Материал и шифр образца | $k_{\text{ОН}}^0$, % | $N_{\text{CaO}} \cdot 10^5$ $k_{\text{ОН}}^0 / k_{\text{ОН}}^0 - 0,5$ | $N_{\text{Ca}} \text{ max}$ $\cdot 10^3$ $k_{\text{ОН}}^0 / k_{\text{ОН}}^0 - 0,1$ | α | A |
|--------------|-------------------------|-----------------------|--|--|----------|-------|
| Р. Эрлих, | Berea | 32,0 | | | 0,109 | 1,97 |
| Х.Х. Хасиба, | Jelm 1 | 32,0 | | | 0,123 | 2,19 |
| П. Раймонди | Jelm 2 | 29,0 | | | 0,09 | 1,69 |
| В.Р. Фостер | Berea | 41,0 | 2,0 | | | |
| | | 46,0 | 2,0 | | | |
| | | 51,0 | 2,0 | | | |
| А. Абрамс | Callup 796 | 35,0 | 0,3 | 3,0 | | |
| | Dalton 798 | 30,3 | | | 0,062 | 1,47 |
| | Dalton 799 | 29,0 | | | 0,0552 | 1,46 |
| | Paluxy 878 | 33,0 | | | 0,0415 | 1,225 |
| | Bandera 879 | 36,7 | | | 0,0683 | 1,482 |
| | Berea 880 | 39,0 | | | 0,093 | 1,95 |
| Т.Ф. Мур | Berea | 49,4 | 0,03 | 1,0 | | |
| Р.Л. Слобод | | | | | | |
| Ф. Дульен | Berea | 30,3 | | | | |
| Г.К. Дхаван | | 32,5 | | | | |
| Нур Гурак | | 33,3 | | | | |
| Л. Бабьяк | | 31,8 | | | | |
| | | 32,7 | | | | |
| | | 32,2 | | | | |
| | | 28,8 | | | | |
| | | 28,3 | | | | |
| | | 28,0 | | | | |
| | Bartlesville | 31,0 | | | | |
| | | 32,6 | | | | |
| | | 32,7 | | | | |
| | | 28,3 | | | | |
| | | 32,3 | | | | |
| | | 29,1 | | | | |
| | | 32,1 | | | | |
| | | 29,9 | | | | |
| | | 31,9 | | | | |
| | | 33,3 | | | | |
| | | 31,3 | | | | |

Начальная ОНН, образующаяся в образце при вытеснении с низким капиллярным числом, имеет значительный разброс: от 26 до 55%. По данным 84 экспериментов, поставленных на образцах гидрофильных песчаников, построена гистограмма распределения этого параметра (см. рис. 90). Из нее видно, что среднее значение $k_{\text{ОН}}^0$ составляет 30-35%. Начиная с работы Дж. Мелроуза и К. Бранднера (1974) появилось направление, связывающее величину $k_{\text{ОН}}^0$ со структурой порового пространства. Была предложена перколяционная теория $k_{\text{ОН}}^0$, которая соотносит его со связанностью порового пространства, рассматриваемого в виде графа (Ф. Ларсон, Х. Дэвис). Из теории следует, что при раз-

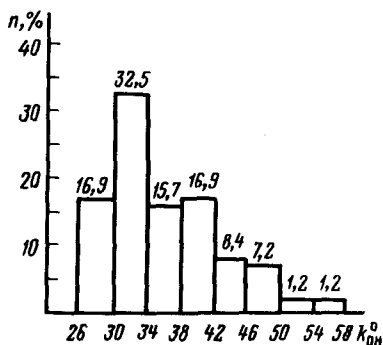


Рис. 90. Гистограмма значений ОНН, полученных при малых числах капиллярности по результатам физического моделирования

личной связности порового пространства реализуется несколько фиксированных значений k_{ON}^0 : 0,2; 0,4; 0,5. На наш взгляд, эта теория слабо подтверждается экспериментом. Как видно из рис. 90, на котором представлено распределение k_{ON}^0 по данным различных авторов, в песчаниках величина $k_{ON}^0 = 0,2$ вообще не наблюдается, наиболее вероятное значение k_{ON}^0 лежит в интервале 0,30-0,34, среднее значение $k_{ON}^0 = 0,362$.

Используя приведенные в табл. 8 данные, получена зависимость между k_{ON}^0 и характерным размером пор $\sqrt{k/m}$ (см. рис. 91).

Рассмотрим теперь величину критического капиллярного числа. Анализ данных большинства исследователей показывает наличие порогового значения капиллярного числа. Однако результаты А. Абрамса в эту схему не укладываются. Отсутствует порог мобилизации, которая начинается при значительно меньших числах капиллярности ($10^{-5} - 10^{-6}$). В его работе вытеснение при высоких числах капиллярности велось, начиная с полного нефтенасыщения образца, когда нефть в образце представляет сплошную связную фазу. Но на одном образце из песчаника Бери все же была смоделирована ОНН. Получены данные, значительно отличающиеся от полученных на том же образце, но при вытеснении сплошной фазы (рис. 92). И. Чатзис и Н. Мор-

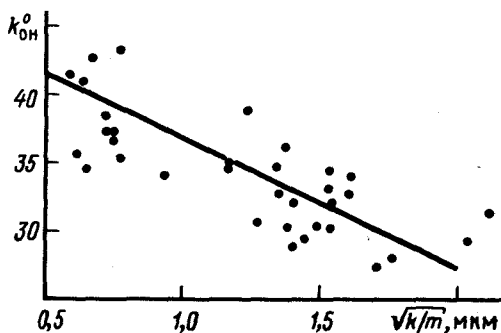
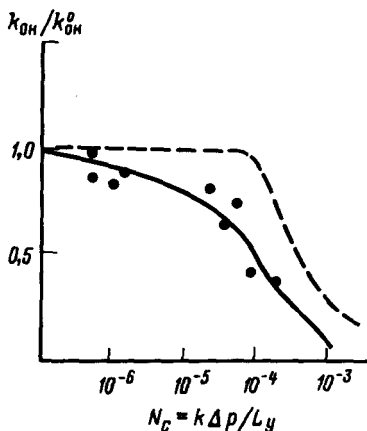


Рис. 91. Зависимость начальной остаточной нефтенасыщенности k_{ON}^0 от среднего радиуса пор по данным моделирования капиллярно-защемленной ОНН на гидрофильных керях

Рис. 92. Зависимости изменений ОНН от капиллярного числа N_c в случае получения ОНН при низком капиллярном числе (пунктир) и непосредственного образования ОНН при высоком капиллярном числе (сплошная линия). Точки - экспериментальные данные Н. Морроу; сплошная линия - данные А. Абрамса



роу повторили эти эксперименты на различных образцах и получили тот же результат. Таким образом, они подтвердили: сплошная нефтяная фаза вытесняется при более высоких числах капиллярности полнее, чем капиллярно-защемленная нефть; при вытеснении сплошной нефтяной фазы при большом числе капиллярности порог мобилизации практически отсутствует. Порог мобилизации лежит в довольно узких пределах (см. табл. 8). И. Чатзис и Н. Морроу провели сравнение значений критического капиллярного числа, полученных в их исследованиях и в работе Дж. Тэйбера (см. табл. 8). Из анализа этих данных видно, что в широком диапазоне изменения проницаемости (от 1,6 мД до 0,148 мкм² - в первом случае и от 2,19 до 0,0408 мкм² - во втором) величина критического капиллярного числа практически не изменяется и составляет $3,8 \cdot 10^{-6} \pm \pm 1,1 \cdot 10^{-5}$ в первом случае и $3,4 \cdot 10^{-5} \pm 1,7 \cdot 10^{-5}$ - во втором. В обоих случаях опыты производились на песчаниках. Интересно отметить, что критические капиллярные числа, приведенные И. Чатзисом и Н. Морроу, связаны с коэффициентом пористости: коэффициент корреляции равен 0,58, тогда как критическое значение его при 5%-ном уровне значимости должно быть больше 0,51, т.е. наличие статистическая связь.

Обобщение экспериментальных данных на основе динамической модели промытой зоны. Цель наших исследований - показать адекватность модели (6.24) результатам эксперимента. Ввиду недостатка информации о характерном размере глобулы l_k капиллярно-защемленной нефти был проведен анализ на модели $k_{\text{н}}$, A' , $N_{\text{сн}}$. Параметры A' и α определяются для каждого образца отдельно, часть комплекса Π , а именно $l_k / \sqrt{k_{0m}}$, превращается в каждом случае в константу и уходит в коэффициент A' . Графики зависимостей $k_{\text{н}} = f(N_{\text{сн}})$ представлены на рис. 93, оценки параметров A' и α приведены в табл. 8. Анализ графиков подтверждает наличие степенной зависимости $k_{\text{н}}$ от Π

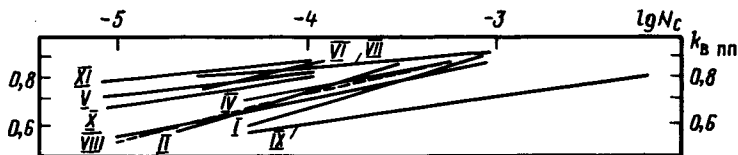


Рис. 93. Зависимости водонасыщения промытой зоны ($k_{в пп}$) от числа капиллярности.

По данным И. Чадзиса (II, V, VI, VII, XI), М. Морроу (IX), А. Абрамса (I, IV, VIII, X)

практически во всех случаях. Коэффициенты A' и α изменяются в сравнительно небольших пределах, так A' - от 1,22 до 2,28, а α - от 0,0415 до 0,133. Кроме того, были обработаны данные отечественных исследователей. К сожалению, данных по ОНН в зависимости от условий вытеснения найти не удалось. Зато много исследований по изучению зависимости коэффициентов вытеснения или нефтеотдачи от различных факторов, влияющих на нефтеотдачу: вязкостей воды и нефти, либо их соотношения, коэффициента проницаемости, скорости фильтрации. В.Г. Оганджаниянц пользовался также числом капиллярности в виде $\nu\mu_1/\sigma$ и в виде $\sigma \cos \theta \sqrt{k/m}/(\nu\mu_1 L)$, но вытеснял сплошную нефтяную фазу.

В связи с тем, что все авторы исследовали в основном зависимость от одного какого-либо фактора, то определение коэффициента A' в (6.24) теряет смысл. В этом случае для сопоставления разнородных экспериментов и определения констант динамической модели использовались эксперименты по изучению ОНН ($k_{он}$), коэффициента вытеснения β_v и нефтеотдачи η_n пластов. По экспериментальным данным определялись критические (автомодельные) значения параметра Π или коэффициентов, входящих в параметр Π . При отсутствии автомодельной области за критическую величину параметра бралось текущее значение параметра, соответствующее максимальному значению ($k_{в пп} - k_{ов}$). При этом имеет место равенство

$$(k_{в пп} - k_{ов}) / (k_v^* - k_{ов}) = \beta_v / \beta_{в кр} = (1 - k_{он} - k_{ов}) / (k_v^* - k_{ов}) \approx (\eta_n / \eta_{н кр}) = (\Pi / \Pi_{кр})^{\alpha_{ср}}$$

Было проведено сопоставление относительных величин $\beta_v / \beta_{в кр} (1 - k_{он}) / (1 - k_{он кр})$, $\eta_n / \eta_{н кр}$ с величиной $\Pi / \Pi_{кр}$.

На рис. 94 приведен обобщенный график зависимости $\lg(k_{в пп} / k_v^*) \alpha_{ср} = f(\lg \Pi / \Pi_{кр})$; построенный по всем обработанным экспериментальным данным, где

$$k_{в пп} / k_v^* = (k_{в пп} - k_{ов}) / (k_v^* - k_{ов}); \alpha_{ср} = (\alpha - \gamma)^{-1}$$

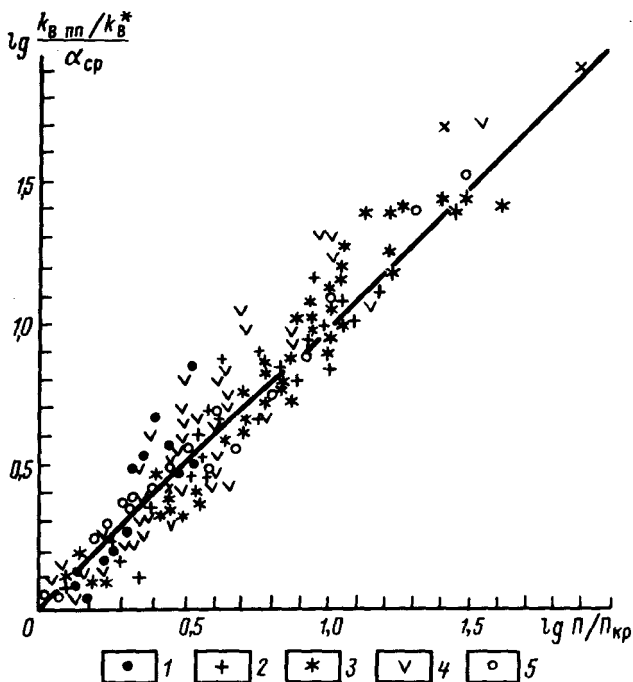


Рис. 94. Обобщенный график зависимости $lg(k_{вн}/k_{в*} / \alpha_{ср})$ от $lg \Pi/\Pi_{кр}$ при:

1 - $k_{он}(\beta_{в}) = f(m_0)$; 2 - $k_{он}(\beta_{в}) = f(k_0)$; 3 - $k_{он}(\beta_{в}, \eta_{н}) = f(\mu_0, \mu_2, \mu_1)$; 4 - $k_{он}(\beta_{в}, \eta_{н}) = f(V_3, V_2/\cos\theta)$; 5 - $k_{он}(\beta_{в}, \eta_{н}) = f(V_2, \mu_2, L, k_0, m_0, \sigma)$

Как видно из рис. 94 экспериментальные точки при различных условиях эксперимента ложатся около линии с углом наклона в 45° , что свидетельствует об адекватности предлагаемой динамической модели результатам экспериментов.

Результаты вычисления параметра α по данным некоторых советских исследователей приведены в табл. 9. Из нее видно, что величина α лежит в достаточно узких пределах, причем примерно в тех же, что и у зарубежных авторов.

Динамическая модель промытой зоны и ОНН при вытеснении нефти фильтратом промывочной жидкости. Основная особенность образования промытой зоны в процессе вскрытия пластов бурением заключается в определяющем влиянии глинистой корки и зоны кольтматации на формирование водонасыщения этой зоны.

Анализ промысловых данных показывает, что при вытеснении нефти фильтратом условия вытеснения меняются в широких пределах. Так, скорость вытеснения меняется от 10^{-7} до 10^{-2} -

| Авторы | Исследованная автором зависимость | α |
|-----------------------------|---|----------------------------------|
| С.И. Чижов | $\beta = f(\mu_2/\mu_1)$ | 0,061 |
| Ш.Н. Мамедов, И.С. Беков | $\eta = f(\mu_2^{-1})$ | 0,09 0,14 0,15 0,12 0,13 |
| Ф.И. Котяхов | $\beta = f(\mu_2/\mu_1)$ | 0,14 |
| Г.Г. Вахитов и др. | $\eta = f(\mu_2/\mu_1)$ | 0,14 |
| Ж.А. Акимов и др. | $\eta = f(\mu_2)$ | 0,14 0,1 |
| А. Бан и др. | $\eta = f(\mu_2/\mu_1)$ | 0,056 0,682 0,182 |
| О.Т. Золоев | $\beta = f(k_0)$ | 0,084 0,103 |
| С.А. Султанов | $\beta = f(k_0)$ | 0,063 |
| И.Г. Пермьяков | $\eta = f(k_0)$ | 0,095 0,078 |
| А.С. Касов | $\beta = f(k_0)$ | 0,054 0,038 |
| М.М. Саттаров и др. | $\eta = f(v/v_{\text{нр}})$ | 0,059 |
| И.Л. Мархасин | $\beta = f(v_2)$ | 0,124 0,115 |
| И.М. Муравьев и др. | $\eta = f(v_2)$ | 0,021 0,032 0,022 0,026 |
| А.Е. Евгеньев | $\eta = f(v_2)$ | 0,024 0,039 0,04 0,041 |
| В.Г. Оганджянц | $\eta = f(v_2)$ | 0,024 0,132 |
| | $\eta = f\left(\frac{v\mu_2}{\beta}\right)$ | |

10^{-1} м/сут. Добавки в промывочную жидкость различных химических агентов приводят к изменениям поверхностного натяжения, вязкости фильтрата и краевого угла смачивания. Скорость поступления фильтрата в пласт не является постоянной, а убывает во времени.

В соответствии со сказанным соотношение капиллярного и гидродинамического перепадов давлений в промытой области ЗП также меняется во времени. Это приводит к тому, что наряду с процессом вытеснения нефти фильтратом имеет место процесс противоточного капиллярного впитывания подвижной нефти в промытую часть ОЗ, приводящий к разрушению ОНН, образовавшейся при вытеснении.

Как было показано в подразд. 4, коэффициент подвижного водонасыщения ЗП определяется параметром Π (см. 4.23). Коэффициент водонасыщения промытой зоны определяется зависимостью

$$k_{в\text{ пп}} = (k_{в}^* - k_{ов}) A \Pi^{\gamma_1} + k_{ов} (\Pi_{кр1} < \Pi < \Pi_{кр2}). \quad (6.25)$$

В отличие от случая линейного образца ОНН промытой области ЗП пласта определяется дополнительными параметрами $q(t)$, r_s и меняется по радиусу в промытой зоне.

Из приведенного в подразд. 4 анализа следует, что при малых значениях параметра Π ОНН в промытой зоне минимально и практически постоянно для всей промытой зоны. При этом, начиная с некоторого значения $\Pi_{кр2}$ дальнейшее уменьшение параметра Π не сказывается на величине ОНН. Критическое (автомодельное) значение Π в нашем случае равно 3,5. По мере увеличения параметра Π наблюдается рост значения ОНН. Кроме того, с увеличением параметра Π изменяется и сам характер промытой зоны. В частности, начиная с некоторого значения Π нефтенасыщенность в полностью промытой зоне начинает незначительно возрастать. Поскольку ОНН в силу самого понятия этого коэффициента является величиной фиксированной, то в совместном процессе формирования и расформирования ЗП при оценке ОНН по данным ГИС необходимо отделить стадию образования остаточной нефти от стадии ее разрушения за счет капиллярной пропитки.

Из рис. 95 следует, что в процессе образования ОНН в области исследования микрометодами ГИС выделяются три временных этапа. Этапы, где процесс вытеснения нефти еще не завершен ($t \leq t_\phi$), где ОНН образовалась и характеризуется постоянным значением $k_{он}(t_\phi < t < t_p)$, и этап, где ОНН увеличивается за счет расформирования ($t > t_p$). Как следует из рис. 95, чем больше параметр Π , тем больше время формирования полностью промытой зоны, ее радиус и меньше время начала расформирования.

Проведенные исследования показали, что ОНН в промытой области определяется только начальным расходом фильтрата через глинистую корку и зону кольтатации ($q_{он}$), который является

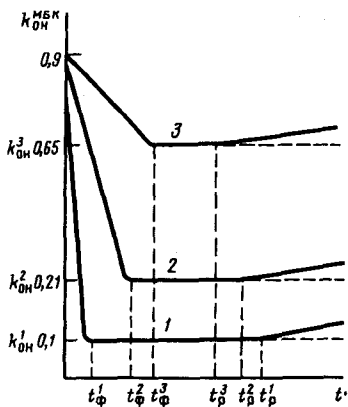


Рис. 95. Зависимость изменения нефтенасыщенности в зоне исследования МБК при значениях параметра Π :

1 - 3,5; 2 - 10; 3 - 10^3

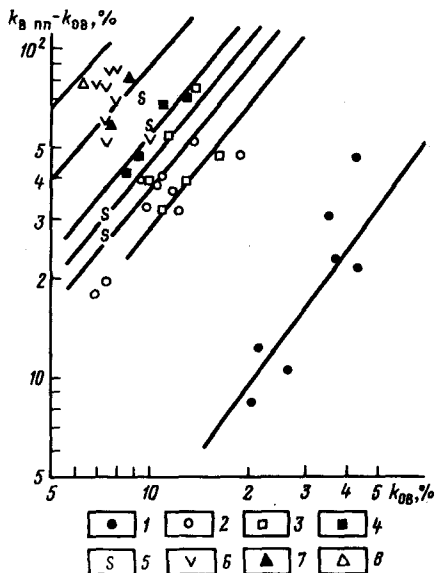


Рис. 96. Пример сопоставления коэффициента подвижного водонасыщения промытой зоны ($k_{в.пл} - k_{ов}$) с коэффициентом остаточной водонасыщенности пласта ($k_{ов}$) при значениях расхода через глинистую корку и зону кольматации (10^{-4} м³/с):

1 - ≤ 1 ; 2 - 10-25; 3 - 25-50; 4 - 50-75; 5 - 75-100; 6 - 100-200; 7 - 200-300; 8 - 300-400

основной частью параметра Π . Характер изменения $q_0(t)$ сказывается лишь на таких параметрах, как размер промытой области и время начала ее разрушения t_p . После того, как промытая зона сформировалась, а капиллярное расформирование еще не началось, характер зависимости $q_0(t)$ практически не сказывается на ОНН.

ОНН промытой зоны определяется соотношением

$$k_{он} = k_n - (\Pi/\Pi_{кр2})^\alpha (k_v^* - k_{ов}). \quad (6.26)$$

При образовании промытой зоны в результате вытеснения нефти и газа фильтратом влияния условий вытеснения и ФЕС трудно разделить. Как указывалось ранее, изменение ФЕС пласта может приводить к изменению скорости поступления фильтрата в пласт. В условиях естественного залегания изменения коллекторских свойств, как правило, коррелированы между собой, что может приводить к появлению частных зависимостей между коэффициентом водонасыщения промытой зоны и коллекторскими свойствами пласта.

При постоянстве параметра Π коэффициент водонасыщения

промытой зоны связан с коэффициентом остаточного водонасыщения соотношением

$$k_{в\text{ пп}} = B + (1 - B)k_{ов}, \quad (6.27)$$

где $B = k_{в}^* (\Pi / \Pi_{кр})^\alpha$.

Последнее соотношение хорошо известно и используется в промыслово-геофизической практике при комплексной интерпретации данных ГИС (В.Н. Дахнов, В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн, Р. Дебрандт, М.М. Элланский и др.).

В общем случае связи типа (6.27) не наблюдаются. Их можно получить лишь при учете условия вытеснения. Как следует из рис. 96 без учета условий вытеснения связь отсутствует. При автомодельном режиме вытеснения ($\Pi \leq \Pi_{кр2}$) зависимость коэффициента водонасыщения $k_{в\text{ пп}}$ от параметра Π пропадает. В этом

режиме водонасыщение промытой зоны характеризуется величиной $k_{в}^*$, а связь $k_{в\text{ пп}}$ с коллекторскими свойствами определяется видом автомодельных фазовых проницаемостей. При данной ранее аппроксимации фазовой проницаемости [(4.3), (4.4)] связь $k_{в\text{ пп}} = f(k_{ов})$ в автомодельном режиме образования промытой зоны запишется в виде

$$k_{в\text{ пп}} = C_1 + C_2 k_{ов},$$

где $C_1 = [f_2(k_{в}^*)]^{1/2} / A$, $C_2 = A$, т.е. также переходит в хорошо известную зависимость.

Динамические модели ОНН в ОЗ полностью промытых пластов (нагнетательные и эксплуатационные скважины). Выше была приведена модель ОНН в пористой среде при линейном вытеснении и при формировании ЗП. При этом коэффициент подвижной водонасыщенности полностью промытого линейного образца является степенной функцией аргумента Π : $\sigma = C\Pi^\delta$.

Теперь рассмотрим полностью промытую ОЗ нагнетательных скважин. Считаем течение в ней радиально-симметричным. Уравнение неразрывности будет $m \frac{\partial \sigma}{\partial t} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (wr) = 0$. Так как мы рассматриваем полностью промытую зону, где остаточная нефть неподвижна, то течение вытесняющей жидкости будет стационарным, а распределение насыщенности не зависит от времени. Следовательно, $\partial \sigma / \partial t = 0$. Тогда $wr = \text{const} = \nu r_0$, $w = \nu r_0 / r$.

Подвижная водонасыщенность полностью промытой зоны будет иметь вид

$$\sigma = C \left(\frac{\nu_2 \mu_2 l_k}{\tilde{\sigma} \cos \theta \sqrt{m_0 k_0}} \frac{r_c}{r} \right)^\delta = C \Pi^\delta \left(\frac{r_c}{r} \right)^\delta.$$

ОНН определяется по формуле

$$k_{\text{он}} = 1 - k_{\text{ов}} - \text{СП}^{\delta} (r_c/r)^{\delta}. \quad (6.28)$$

В формулу входит не только безразмерный комплекс Π , определяющий условия вытеснения, но и расстояние от скважины. Видно, что по мере удаления от скважины ОНН возрастает. Из графиков (рис. 28) видно, что интенсивное вытеснение капиллярно-защемленной нефти происходит начиная с некоторого определенного значения комплекса Π . Поэтому приведенная выше зависимость ОНН от условий вытеснения справедлива лишь для определенного интервала вытеснения. Общее выражение для ОНН будет

$$k_{\text{он}} = \begin{cases} k_{\text{он}}^0, & \Pi \frac{r_c}{r} < \left(\Pi \frac{r_c}{r} \right)_{\text{кр1}}, \\ 1 - k_{\text{ов}} - \text{СП}^{\delta} \left(\frac{r_c}{r} \right)^{\delta}, & \left(\Pi \frac{r_c}{r} \right)_{\text{кр1}} < \Pi \frac{r_c}{r} < \left(\Pi \frac{r_c}{r} \right)_{\text{кр2}}, \\ k_{\text{он}}^*, & \Pi \frac{r_c}{r} > \left(\Pi \frac{r_c}{r} \right)_{\text{кр2}}. \end{cases} \quad (6.29)$$

При обычном заводнении нефтяного пласта в удаленных от скважины точках $\Pi \frac{r_c}{r} \ll \left(\Pi \frac{r_c}{r} \right)_{\text{кр1}}$, поэтому здесь ни измене-

ние величины Π , ни расстояние от скважины не играют роли. Однако в ОЗ скорость фильтрации в 100-1000 раз превосходит скорость фильтрации в удаленных частях пласта. Поэтому может возникнуть ситуация, особенно при обработке прискважинной зоны различными активными примесями либо при термообработке, когда $\Pi \frac{r_c}{r} > \left(\Pi \frac{r_c}{r} \right)_{\text{кр1}}$. Тогда по мере удаления от скважины

ОНН будет увеличиваться.

Изменения физических свойств промытой зоны при изменении параметра Π определяются с помощью петрофизических связей между коэффициентом водонасыщения промытой зоны и физическими свойствами.

Удельное электрическое сопротивление

$$\rho_{\text{пп}} = (\rho_{\text{п}} \rho_{\text{ф}} / \rho_{\text{в}}) [(k_{\text{в}}^* / k_{\text{ов}} - 1) (\Pi / \Pi_{\text{кр}})^{\alpha} + 1]^{-m}. \quad (6.30)$$

Диффузионно-адсорбционные потенциалы ($\Delta U_{\text{ПС}}$)

$$\Delta U_{\text{ПС}} = k_{\text{ПС}} \lg[(\rho_{\text{пп}} / \rho_{\text{п}}) [(k_{\text{в}}^* / k_{\text{ов}} - 1) (\Pi / \Pi_{\text{кр}})^{\alpha} + 1]^m]. \quad (6.31)$$

Водородсодержание (водородный индекс), определяемое по данным методов промысловой геофизики,

$$\omega^* = (k_{\text{п}} - \omega) / k_{\text{пВ}} = k_{\text{н}} - (k_{\text{в}}^* - k_{\text{ов}}) (\Pi / \Pi_{\text{кр}})^{\alpha}. \quad (6.32)$$

Изменение физических свойств ОЗ полностью промытых пластов такое же, как в случае промытой части зоны проникновения лишь при условии, что физические свойства пластовой воды и фильтра идентичны. В большинстве практически важных случаев это не так и необходимо учитывать особенности микростроения промытых пластов.

Как указывалось в подразд. 4, в процессе вытеснения образуются нефтяные ганглии, блокирующие часть внутривисочного пространства. В результате блокировки образуются техногенные псевдотупиковые поры, изменение физических свойств в которых происходит крайне медленно. Неучет таких пор приводит к большим погрешностям при интерпретации ГИС, в частности, при оценке ОНН по системе каротаж - закачка - каротаж (см. подразд. 8). Так, в результате блокировки отдельных нефтяных ганглий водой и перехода их из активной нефтяной фазы в пассивную нефть занимает отдельные поры и прочно удерживается в них капиллярными силами, тем самым превращая поры, занятые водой, примыкающие к поре, занятой нефтью, в псевдотупиковые. Для количественной оценки доли тупиковых пор совместно с Н.А. Семеновой было проведено сеточное моделирование.

Было рассмотрено пять различных механизмов образования псевдотупиковых пор. В первом случае пора, занятая водой, считалась тупиковой, если она примыкала к узлу, к которому примыкала хотя бы одна пора, занятая пассивной неподвижной нефтью. Во втором случае такая заполненная водой пора считалась тупиковой, когда она примыкала к узлу, к которому примыкали хотя бы две поры, занятые неподвижной нефтью, и т.д.

Вытеснение нефти водой из образца дает некоторый набор капилляров, заполненных водой, кластер, вид которого зависит только от знака косинуса угла смачивания, т.е. последовательность заполнения капилляров водой одна и та же для всех процессов, происходящих с разными углами смачивания, но постоянными для всего процесса при условии, что знак косинуса угла смачивания для них один и тот же. Зависимость относительного объема тупиковых пор от относительного объема пассивной нефти является прямо пропорциональной (рис. 97). Прямая, относящаяся к случаю, когда порода является несмачивающей водой, т.е. $\cos \theta < 0$, наиболее крутая. Прямая, относящаяся к случаю, когда порода является смачивающей, т.е. $\cos \theta > 0$, наиболее пологая. Прямые, характеризующие породу с гетерогенной смачиваемостью лежат между ними.

Изменение физических свойств околосквационной зоны полностью промытых гидрофильных пластов с учетом особенностей их микростроения получаем, исходя из общей методологии построения петрофизических связей. Для чистого, полностью промытого гидрофильного пласта во внутривисочном пространстве необходимо выделить следующие компоненты: объем проточных пор, заполненных фильтратом или смесью фильтрат - пластовая вода, объем пор, заполненных заземленной остаточной нефтью,

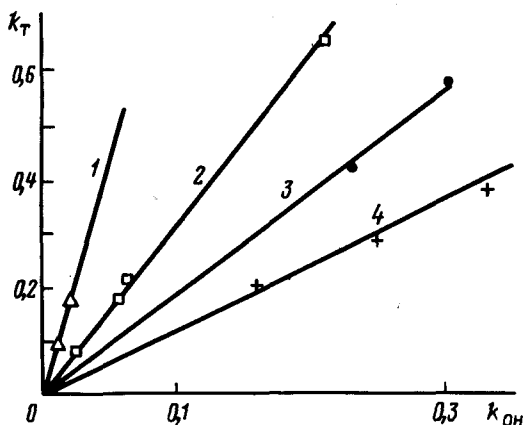


Рис. 97. Зависимость относительного объема тупиковых пор от относительного объема капиллярно-защемленной нефти (ОНН) при разной степени гидрофобизации коллектора: $\theta = 0^\circ$ (1); 45° ; 90° ; (3); 180° (4)

и объем псевдотупиковых пор техногенного происхождения, заполненный пластовой водой. При этом имеет место равенство

$$k_n = k_{по} k_{п пр} + k_n (k_{он} + k_{п \tau}). \quad (6.33)$$

Из приведенного соотношения следует, что непроточный объем внутрипорового пространства состоит из объема, занятого защемленной нефтью, и псевдотупикового объема, занятого неподвижной пластовой водой.

Физические свойства, в проточной части пор формируются свойствами фильтрата, в тупиковой части - свойствами пластовой воды. Соответственно изменение удельного электрического сопротивления околоскважинной зоны $\rho_{оз}$ представляется в виде

$$\rho_{эл} = f(\rho_v, \rho_f, \rho_{см}, k_{п пр}, k_{по}, k_{п \tau}).$$

Удельное электрическое сопротивление смеси вода - фильтрат в этом случае будет

$$\rho_{см} = \left[\frac{k_{п пр}}{k_{п}} \cdot \rho_f^\alpha + \frac{k_{п \tau}}{k_{по}} \cdot \rho_v^\alpha \right]^{1/\alpha}. \quad (6.34)$$

Используя далее общепринятый подход, можно получить формулы для удельного электрического сопротивления ОЗ как в чистом, так и в заглинизированном пласте.

Изменение нейтронных свойств в ОЗ промытого пласта рассмотрим на примере времени жизни тепловых нейтронов (τ) чистого песчаного пласта

$$\tau_n^{-1} = \tau_{ск}^{-1}(1 - k_{по}) + \tau_f^{-1}(1 - k_{он} - k_{п \tau}) \cdot k_{по} + \tau_v^{-1}(k_{п \tau} \cdot k_n). \quad (6.35)$$

Последнее соотношение учитывает, в отличие от общепринятого, микростроение промытого пласта, недоучет микростроения может приводить к большим погрешностям при оценке по данным ГИС остаточного нефтенасыщения (см. подразд. 8).

6.4. Динамические модели и закономерности изменения физических свойств пласта в процессе формирования зоны проникновения

Важнейшей характеристикой ЗП продуктивных пластов является коэффициент водонасыщения ЗП. Изменение этого параметра приводит к изменению электрических, нейтронных и акустических свойств ОЗ. Он является определяющим при подсчете запасов по характеристикам ЗП, комплексной интерпретации промыслово-геофизических данных и контроле за динамикой водонасыщения в процессе обводнения пластов.

Как было показано в подразд. 4.3, процесс вытеснения нефти и газа является асимптотически автомодельным, а распределение коэффициента подвижного водонасыщения определяется соотношениями (4.25) и (4.26).

Для построения динамических моделей коэффициентов водонасыщения ЗП было проведено обобщение динамики подвижного насыщения зоны проникновения (σ) в автомодельных координатах ξ/ξ_0 для различных значений параметра Π и коэффициентов начальной водонасыщенности пласта $k_{об}$ и $k_{в.пл}$ (рис. 98, 99).

Как видно из рис. 98, изменение значений коэффициента ос-

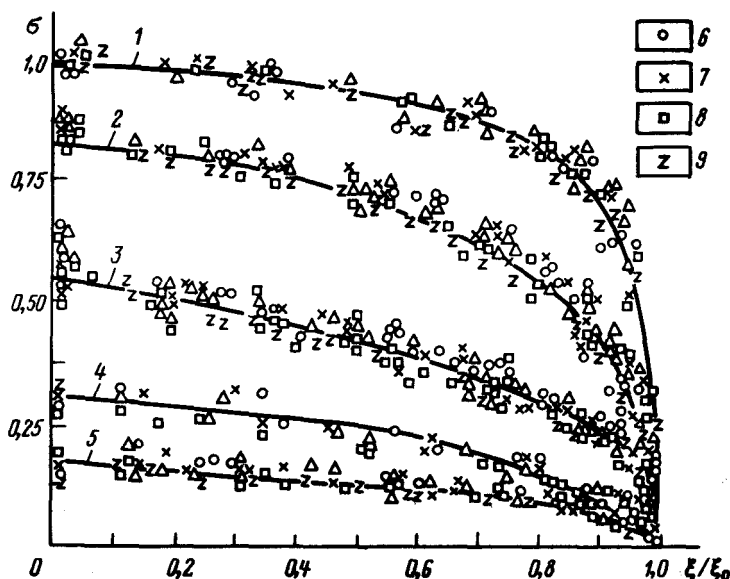


Рис. 98. Обобщенные зависимости коэффициента подвижного водонасыщения при формировании зоны проникновения:

1 - 5 - при параметре Π , равном соответственно 1, 10, 10^2 , 10^3 , 10^4 ; 6 - 10 - для значений $k_{об}$, равных соответственно 0,1; 0,3; 0,4; 0,5; 0,6

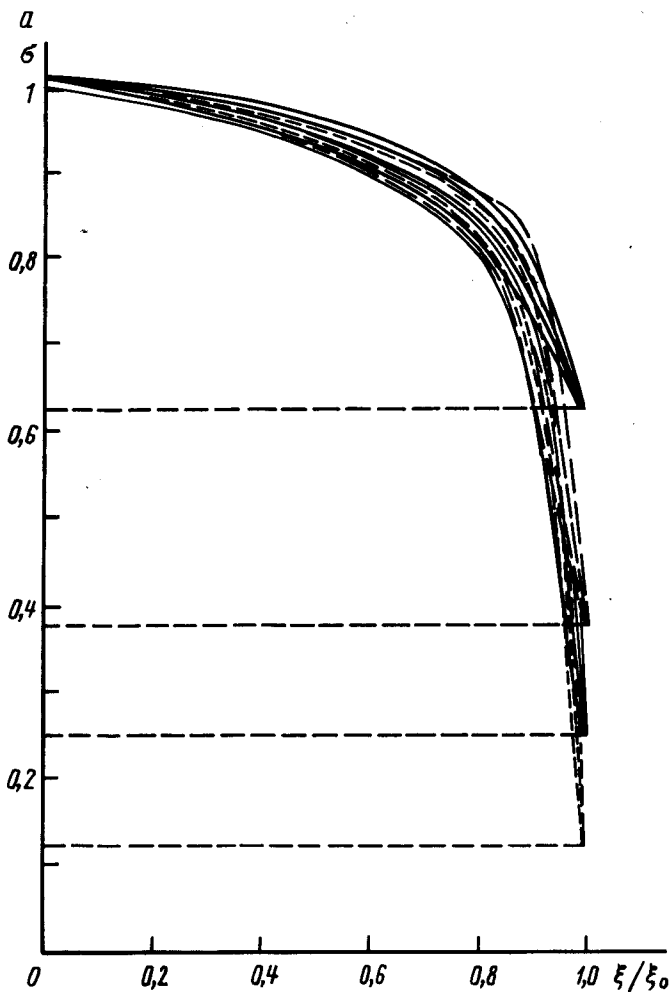
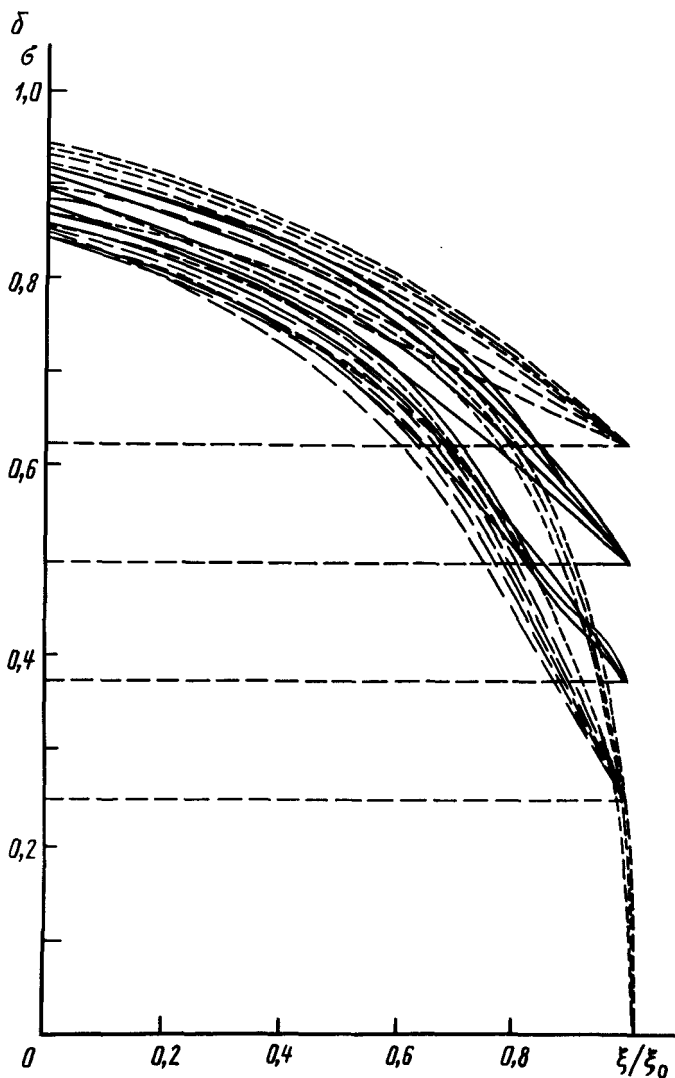


Рис. 99. Обобщенные зависимости коэффициента подвижного водонасыщения σ на стадии формирования зоны проникновения в пластах, содержащих подвижную воду:

a - $\Pi = 1$; $б$ - $\Pi = 10$; $в$ - $\Pi = 12^2$. Пунктиром и сплошными кривыми показаны значения коэффициента подвижного водонасыщения пласта в различные моменты времени t , $k_{ов} = k_D^* = 0,1$



тачной нефтенасыщенности слабо сказывается на зависимости $\sigma(\xi/\xi_0)$. Разброс расчетных значений около усредняющей линии, как правило, не превышает 7-10%. Результаты численного моделирования показывают, что максимальное отклонение значений σ от усредняющей зависимости связано не с влиянием коэффициента остаточного водонасыщения пласта, а с эффектом расформи-

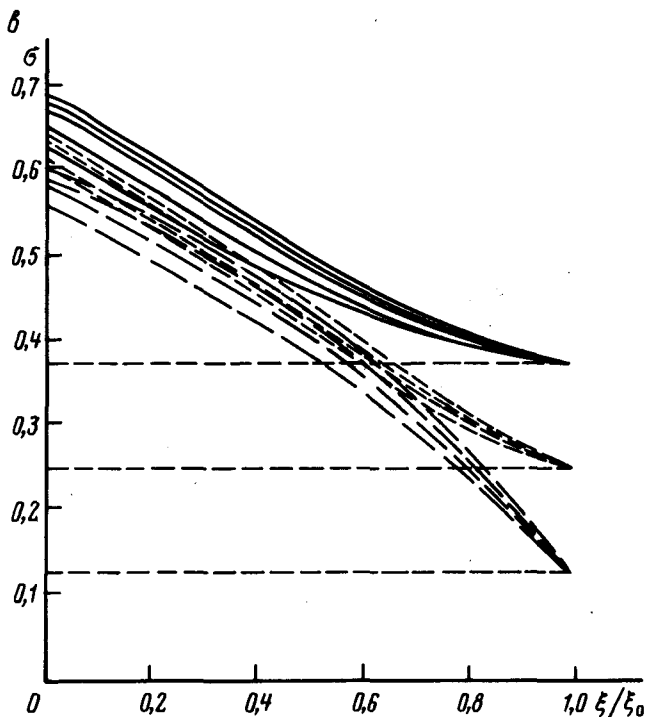


Рис. 99. Продолжение

рования ЗП в процессе вытеснения нефти и газа. Таким образом, для инженерных расчетов распределение $\sigma(\xi/\xi_0)$ можно считать независимым от коэффициента остаточного водонасыщения пласта. Максимальное значение коэффициента водонасыщения на стенке скважины с необходимой для практики точностью соответствует значениям коэффициента водонасыщения полностью промытой зоны, определенными микрометодами ГИС. Инженерная динамическая модель изменения коэффициента водонасыщения в зоне проникновения, получаемая из соотношения (4.26), представляется в виде

$$k_{в зп}(r, t) = (k_{в пп} - k_{ов}) \left\{ 1 - [(r - r_s)/(R_{зп}(t) - r_s)]^{n_1} \right\} + k_{ов}. \quad (6.36)$$

При фиксированных значениях параметра П коэффициент водонасыщения промытой зоны $k_{в пп}$ на стадии формирования является величиной постоянной, а коэффициент n_1 зависит только от структуры порового пространства.

Используя связь $k_{в\text{ зп}} = f(k_{ов})$ для фиксированных значений параметра Π , данную ранее, получаем связь коэффициента водонасыщения ЗП с коэффициентом остаточной водонасыщенности пласта

$$k_{в\text{ зп}} = C_1 + C_2 k_{ов}, \quad (6.37)$$

где $C_1 = k_v^*(\Pi/\Pi_{кр})^\alpha$; $C_2 = (1 - C_1)\{1 - [(r - r_s)/(R_{зп}(t) - r_s)]\}^{n_1} + 1$.

В автомодельном режиме вытеснения связь (6.37) сохраняется, а коэффициенты C_1 и C_2 определяются следующим образом:

$$C_1 = [f_2(k_v^*)]^{1/\alpha} / A; \quad C_2 = A\{1 - [(r - r_s)/(R_{зп}(t) - r_s)]\}^{n_1} + 1.$$

Полученная связь хорошо известна и широко используется при комплексной интерпретации результатов ГИС. Однако даже при фиксированных условиях вытеснения коэффициент C_2 не является постоянной величиной, а зависит от времени (радиуса ЗП) и радиуса исследования геофизическими методами (r_n). При комплексной интерпретации ГИС для методов с разной глубиной значения коэффициента C_2 будут существенно различны. Дополнительные ошибки при интерпретации ГИС вносятся из-за различия времени проведения ГИС после вскрытия пластов бурением.

Погрешности, связанные с фактором времени и глубиной исследования, в практической интерпретации в настоящее время не учитываются. В недонасыщенных пластах на характер изменения коэффициента водонасыщения в зоне проникновения $k_{в\text{ зп}}$ существенно влияет коэффициент водонасыщения пласта $k_{в\text{ пл}}$. В зависимости от текущей водонасыщенности пласта характер распределения $\sigma(\xi/\xi_0)$ становится существенно отличным от аналогичных распределений при $k_{в\text{ пл}} = k_{ов}$. Условия вытеснения (значение параметра Π) также по-разному сказываются на изменениях коэффициента водонасыщения ЗП $k_{в\text{ зп}}$ при различных начальных водонасыщенностях пласта (см. рис. 99).

Приводимые зависимости соответствуют случаю, когда в пласте с коэффициентом остаточного водонасыщения $k_{ов} = 0,1$ присутствует фазово-подвижная водонасыщенность и коэффициент водонасыщения пласта $k_{в\text{ пл}} > k_{ов}$. Доля фазово-подвижной водонасыщенности составляет величину $k_{в\text{ пл}} - k_{ов}$.

Из проводимых на рис. 99 зависимостей следует, что в пластах, содержащих фазово-подвижную воду, автомодельный характер распределения коэффициента водонасыщения в зоне проникновения сохраняется. В то же время вид зависимостей $\sigma(\xi/\xi_0)$ существенно меняется при изменении условий вытеснения (параметра Π). При автомодельном режиме ($\Pi = 1$, рис. 99,

а) изменение насыщенности фазово-подвижной водой не приводит к заметному изменению зависимости $\sigma(\xi/\xi_0)$. Как и в случае отсутствия подвижной водонасыщенности, распределение $k_{взп}(r, t)$ описывается соотношением (6.36).

С увеличением параметра Π зависимость $\sigma(\xi/\xi_0)$ выполаживается с ростом $k_{вп.л.}$ При $\Pi = 100$ (рис. 99, в) характер зависимости $\sigma(\xi/\xi_0)$ изменяется на обратный, из выпуклой зависимость становится вогнутой при $k_{вп.л.} = 0,4$.

Сравнение динамических моделей зоны проникновения с экспериментальными данными. Для проверки полученной динамической модели распределения водонасыщения в зоне проникновения использовались результаты лабораторного моделирования вытеснения нефти водой, проведенные И.Л. Мархасиным и В.Ш. Огаджаняцем. При сопоставлении учитывалась автомодельность распределения водонасыщения. Были обработаны экспериментальные данные изучения распределения водонасыщенности по длине модели. В качестве пористой среды в экспериментах использовался кварцевый песок с пористостью около 30%, $k_{пр} = 1 \text{ мкм}^2$ и песок с $k_{п} = 34\%$ и $k_{пр} = 2,2 \text{ мкм}^2$. Вытеснение нефти производилось водой при постоянной скорости вытеснения 10 м/с.

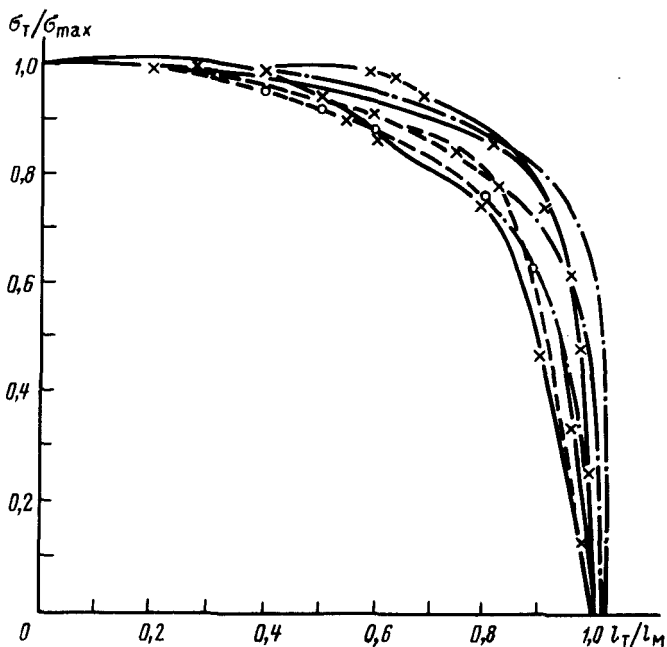


Рис. 100. Обобщенные зависимости динамики вытеснения нефти водой в условиях лабораторного эксперимента, выполненного И.Л. Мархасиным, в автомодельных переменных для различных моментов времени

Опыты проводились при $t = 24^\circ\text{C}$. Зависимости $k_b = f(l)$ нормировались следующим образом: $\sigma^* = \sigma_T / \sigma_{\text{max}}$, $l^* = l_T / l_{\text{max}}$, где k_{bT} , l_T - текущие значения водонасыщенности и длины модели; $k_{b\text{max}}$, l_{max} - максимальные значения (см. рис. 100). При определении l_{max} в этих экспериментах из общей длины секций модели исключалась длина, где определение водонасыщенности было искажено влиянием концевго эффекта.

Далее в двойном логарифмическом масштабе строились зависимости $\sigma^* = f[1 - (l^*)^2]$. Зависимости представлены прямыми линиями, выходящими из точки с координатами $\sigma^* = 1$; $(l^*)^2 = 0$. Такой вид прямых можно описать формулой

$$\sigma^* = [1 - (l^*)^2]^n. \quad (6.38)$$

Прологарифмируем полученную зависимость:

$$\lg \sigma^* = n \lg [1 - (l^*)^2]. \quad (6.39)$$

Далее по формуле (6.39) для каждой экспериментальной кривой $\sigma^* = f(l^*)$ находим текущие значения n и определяем $n_{\text{ср}}$. Подставляя $n_{\text{ср}}$ в формулу (6.39), определяем новое значение $(\sigma^*)'$. Расчетные зависимости очень незначительно отличаются от σ^* (см. рис. 100, 101).

Таким же образом проведено сопоставление результатов эксперимента с расчетными данными по динамической модели (рис. 102, 103). Длина модели 2,45 м. Моделью нефти служил очищенный керосин ($\mu_1 = 1,2 \text{ МПа} \cdot \text{с}$), моделью пластовой воды - раствор CaSO_4 в дистиллированной воде, концентрация 2 г/л.

Как видно из графиков рис. 102, 103, здесь также получена хорошая сходимость расчетных и экспериментальных результатов.

Для проверки правильности динамической модели для радиуса ЗП были обработаны данные зависимости глубины проникновения фильтрата бурового раствора в нефтеносные и водоносные пласты от времени для различной проницаемости пласта.

Из графика зависимости $R_{\text{зп}}/r_c = f(T)$ видно, что с ростом

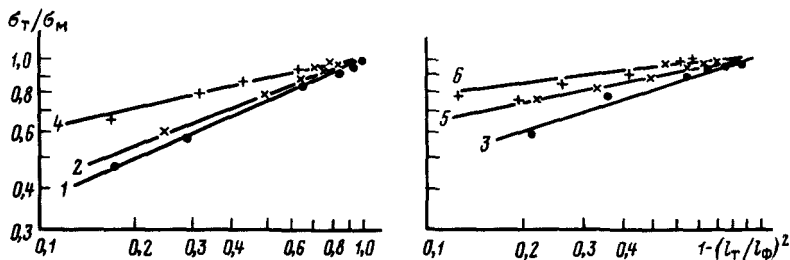


Рис. 101. Сравнение экспериментальных и теоретических зависимостей на основе динамической модели зоны проникновения.

1 - 6 - результаты экспериментов И.Л. Мархасина в различные моменты времени

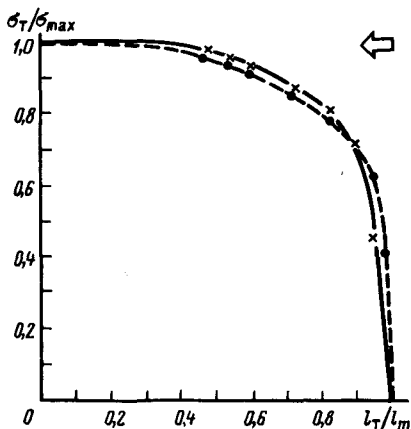
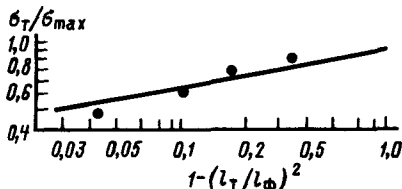


Рис. 102. Обобщение экспериментальных данных В.Г. Огаджанянца и др. в автомодельных переменных

Рис. 103. Сравнение результатов эксперимента В.Г. Огаджанянца и др. с расчетами по динамической модели зоны проникновения



времени, прошедшего с момента закачки бурового раствора в пласт, отношение $R_{зп}/r_c$ растет до определенного момента времени T . Назовем его критическим (соответственно и $(D/d_c)_{кр}$). По вышеописанной методике был построен график (рис. 104)

$$\frac{\lg (D/d_c)_T / (D/d_c)_{кр}}{\alpha_{ср}} = \lg T/T_{кр}.$$

Как видно, здесь также достигнута хорошая сходимость результатов (сопоставление подтвердило степенной вид зависимости $D_{зп} = f(t, \Pi)$, описываемый формулой (4.24, а).

Петрофизические характеристики зоны проникновения. Изменение коэффициента водонасыщения в ЗП приводит к изменениям основных физических свойств: удельного электрического сопротивления, водородного индекса, скорости прохождения упругих волн и других параметров. Связи этих свойств с коэффициентом водонасыщения зоны проникновения хорошо известны. Наиболее существенные трудности вызывает анализ изменения удельного электрического сопротивления в ЗП. На этот параметр влияет как водонасыщение, так и минерализация.

Изменение удельного электрического сопротивления в зоне проникновения определяется соотношением

$$\rho_{зп}(r, t) = \rho_{вф} / (m_0)^m \{ k_{вп} - k_{ов} [1 - [(r - r_s) / (R_{зп}(t) - r_s)]^2] + k_{ов} \}^2,$$

где $\rho_{вф} = \rho_{фгн}$; g_n - поправка, учитывающая влияние невытесненной пластовой воды на удельное электрическое сопротивление. Величина $g_n = 1 / [1 - z - z(\rho_{ф}/\rho_{в})]$, где z - фактор смешения, определяющий долю объема пор, заполненных невытесненной пластовой водой.

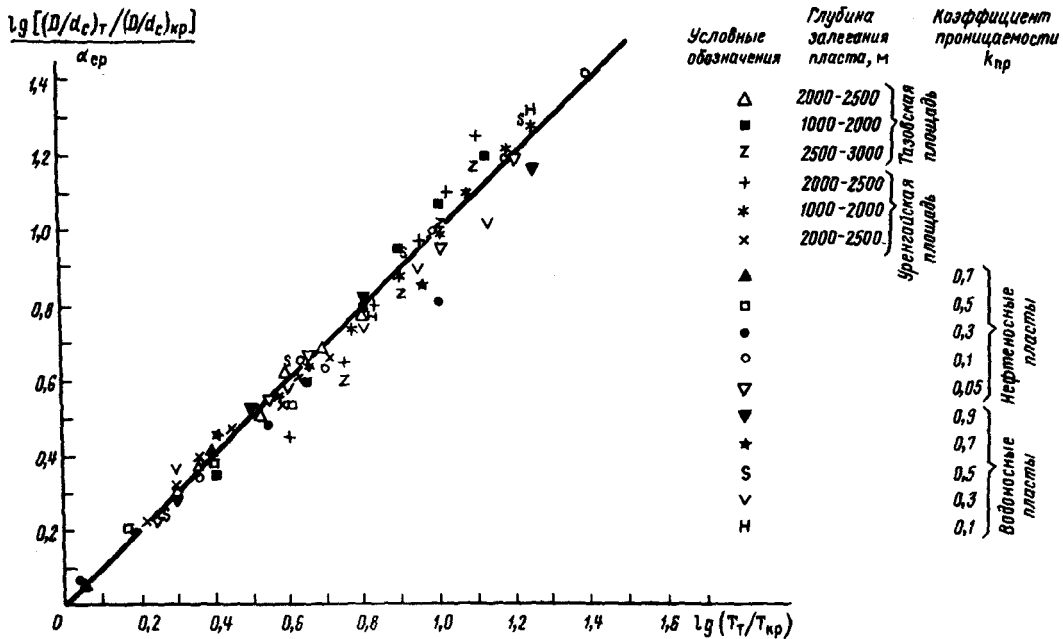


Рис. 104. Обобщенный график сопоставления расчетных значений диаметра зоны проникновения с результатами его определения по данным ГИС

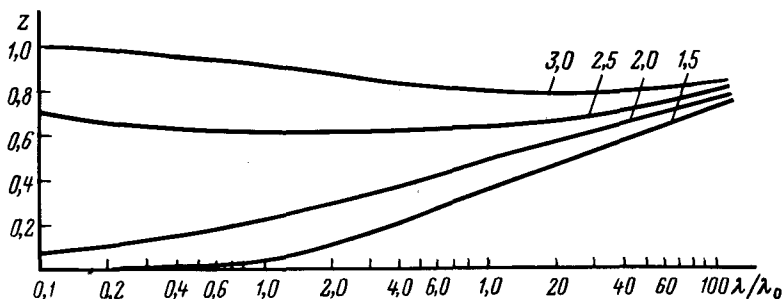


Рис. 105. Зависимость фактора смешения z от коэффициента гидродинамической дисперсии λ .

Шифр кривых - расстояние от стенки скважины r_c , $\lambda_0 = 1$ м

При отсутствии массообменных процессов изменение удельного электрического сопротивления зоны проникновения водонасыщенных пластов однозначно определяется долей невытесненной пластовой воды (параметр z).

Из анализа механизма вытеснения пластовой воды фильтратом глинистого раствора следует, что при фиксированных условиях вытеснения насыщенности пор фильтратом S_Φ определяется коэффициентом гидродинамической дисперсии λ , и фактор смешения $z = (1 - S_\Phi)$. Из приводимых на рис. 105 зависимостей видно, что связь $z = f(\lambda)$ не одинакова для различных участков ЗП. В области, прилегающей к стенке скважины, связь $z(\lambda)$ возрастает при $\lambda > 0,3$; при $\lambda < 0,3$ фактор смешения стремится к нулю, что свидетельствует о полном вытеснении пластовой воды фильтратом и об образовании полностью промытой зоны. При $\lambda > 0,3$ полностью промытая зона не образуется и фактор смешения растет с ростом величины λ .

С увеличением расстояния от стенки скважины зависимость $z(\lambda)$ становится более сложной: при малых значениях коэффициента λ фактор смешения растет с уменьшением λ ; начиная с некоторого критического значения этого параметра, зависимость $z(\lambda)$ изменяется на обратную и параметр z растет с ростом коэффициента гидродинамической дисперсии. Отмеченная особенность поведения фактора смешения при удалении от стенки скважины связана с влиянием параметра λ на строение зоны смешения, размеры которой пропорциональны $\lambda^{1/2}$ (см. подразд. 4.5). Принимая $\lambda = C_1 m_{\Phi}^{-3}$, получаем, что с ростом коэффициента эффективной пористости фактор смешения уменьшается. Эта тенденция неоднократно отмечалась в промышленной практике. В то же время из физической сущности коэффициента гидродинамической дисперсии следует, что определяющее влияние на этот параметр оказывает структура порового пространства, т.е. связи фактора смешения с коллекторскими свойствами возможны

лишь для пластов с однотипной порометрической характеристикой.

В продуктивных пластах установлен факт увеличения коэффициента смешения в нефтеносных пластах, по сравнению с водоносными (В.Н. Иващенко, Е.И. Леонтьев, Р.С. Сахибгареев). При одинаковой скорости вытеснения различие значений параметра z связано с уменьшением коэффициента динамической пористости m_d в продуктивных пластах ($m_d = m_0(k_{в\text{ пл}} - k_{об})$).

Соотношение коэффициентов гидродинамической дисперсии в нефтеносном (λ_1) и водоносном (λ_2) пластах λ_1/λ_2 пропорционально $(m_{эф}/m_d)^3$.

Из сказанного следует, что минимальное различие значений коэффициента смешения в продуктивных и водоносных пластах имеет место при автомодельном по параметру Π режиме вытеснения нефти и газа фильтратом. С ростом параметра Π коэффициент смешения в продуктивных пластах растет.

В промысловой практике значение параметра z обычно определяют путем изучения минерализации смеси фильтрата и пластовой воды. Для этого в нефтенасыщенных образцах экстракционно-дистилляционным способом устанавливают остаточное нефтенасыщение, а затем по водной вытяжке определяют количество хлоридов в образцах (Л.И. Орлов и др., 1975). Результаты такого определения параметра смешения позволяют дать лишь его грубую оценку, так как в процессе подъема керна на поверхность изменяется его пористость (В.М. Добрынин), а изменение истинной нефтенасыщенности может составлять десятки процентов (Н.Н. Михайлов, 1992). Кроме того, условия промывки кернов фильтратом и вытеснения пластовой воды в зоне проникновения существенно различны из-за различия в скорости вытеснения. Автором установлено повышенное содержание фильтрата в периферийной части керна, т.е. имеет место осевая и радиальная составляющие скорости фильтрации (1992 г.). В общем случае характер и скорость вытеснения воды фильтратом в ЗП и в образце керна различны. Из сказанного следует, что значения z , полученные по данным анализа керна, будут соответствовать значениям z в промытой зоне лишь при автомодельном режиме вытеснения в пластах с малыми значениями коэффициента гидродинамической дисперсии.

Закономерности изменения физических свойств ЗП при наличии массообменных процессов в настоящее время практически не исследованы.

Как указывалось, массообменные процессы приводят к усложнению характера распределения водонасыщения и минерализации в зоне проникновения и могут вызывать дополнительные изменения физических свойств за счет изменения структуры порового пространства, пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности, наличия адсорбционного слоя вещества с новыми физическими свойствами. Надежные петрофизические модели, учитывающие массообмен, в настоящее время отсутствуют и учет

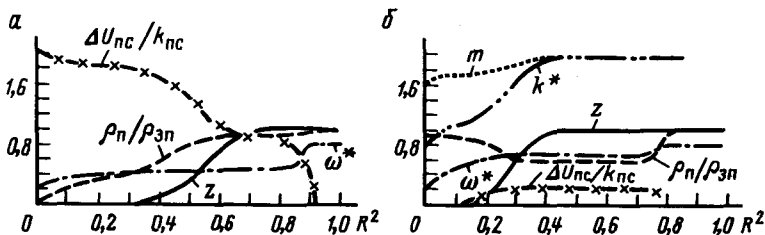


Рис. 106. Характер изменения физических свойств в области, занятой фильтратом промывочной жидкости, для неглинистого (а) и глинистого (б) пластов

этих эффектов в промышленной практике не проводится. В то же время массообменные процессы могут приводить не только к количественным, но и к качественным отличиям изменения физических свойств в зоне проникновения (рис. 106). В зоне массообмена происходят изменения пористости и проницаемости (рис. 106, б), при отсутствии массообмена таких изменений не происходит и изменение основных физических свойств носит плавный, монотонный характер (рис. 106, а).

Максимальные значения удельного электрического сопротивления ($\rho_{п}/\rho_{зп}$) и приведенной влажности (ω), определяемой по данным ядерно-физических методов, наблюдаются на границе зоны проникновения. Максимальные значения величины $\Delta U_{по}/k_{кс}$ наблюдаются на входе в пласт. Для ЗП с гидратационным массообменом монотонность зависимостей $\rho_{п}/\rho_{зп}$ и $\Delta U_{пс}/k_{пс}$ нарушается из-за изменения пористости и особенностей распределения водонасыщения и минерализации в зоне проникновения. В области, где произошло увеличение связанной воды и уменьшение пористости, наблюдаются уменьшение величины $\rho_{п}/\rho_{зп}$ и увеличение $\Delta U_{пс}/k_{пс}$ в направлении фильтрации. Затем значения этих параметров стабилизируются в области ложной промытой зоны. В области фронта наблюдаются рост $\rho_{п}/\rho_{зп}$ и уменьшение $\Delta U_{пс}/k_{пс}$. Немонотонный характер зависимости $\rho_{п}/\rho_{зп}$ в заглинизированных пластах отмечен также в работах Л.И. Орлова, А.В. Ручкина, Н.М. Свихнушина (1971 г.).

Характер изменения ω^* при отсутствии и наличии массообмена одинаков, однако при массообмене изменения ω^* выражены менее четко.

Фактор смешения z при массообмене изменяется в меньшей по размеру области. При этом изменения начинаются в непосредственной близости от входа в пласт (размеры промытой зоны малы). Область постоянных значений z составляет примерно 15% от размеров ЗП. При отсутствии массообмена область постоянных значений z составляет примерно 40% от размеров ЗП. В обоих случаях фактор смешения монотонно возрастает от минимальных значений в промытой зоне до максимальных значений на границе ЗП по минерализации.

Такой сложный характер изменения физических свойств при наличии массообмена может приводить к существенным погрешностям при интерпретации ГИС. Для учета изменений физических свойств в ЗП при массообмене необходимо провести детальные петрофизические и гидродинамические исследования. В частности, необходимы петрофизические модели, учитывающие не только изменение коллекторских и физических свойств в зонах массообмена, но и позволяющие в явном виде оценивать вклад массообменных компонентов в изменение физических свойств пласта.

6.5. Динамические модели расформирования зоны проникновения

Как было показано в подразд. 5, процессы расформирования ЗП асимптотически автомодельны. Наибольшее практическое значение для ГИС имеет процесс капиллярного расформирования ЗП. В автомодельной стадии распределение подвижного водонасыщения в процессе расформирования описывается зависимостью

$$\sigma(r, T) = AT^{-\alpha} \left\{ 1 - \left(\frac{r - r_c}{R_{зп} - r_c} \right)^2 \right\}. \quad (6.40)$$

Исследование процесса расформирования ЗП проводится, как правило, нейтронными методами в обсаженных неперфорированных скважинах. Эти методы обладают незначительным радиусом исследования $r_n \approx (1 - 3)r_c$. При размерах ЗП $(5 - 10)r_c$ величина $(r_n - r_c)/(R_{зп} - r_c) \ll 1$, поэтому подвижное водонасыщение в области исследования нейтронными методами можно считать постоянным, и соотношение (6.40) будет иметь вид

$$\sigma(r_n, T) \approx AT^{-\alpha}.$$

С помощью ГИС исследуют полный коэффициент водонасыщения зоны проникновения $k_{в зп}$. Как показали результаты моделирования, зависимости $k_{в зп}$ и σ от времени после начала расформирования имеют одинаковый характер. Для случая газоносного пласта ($\mu_0 \approx 0$) различие во времени выхода на автомодельную асимптотику (t_{ac}) не существенно (см. рис. 77). Влияние эффектов заземления приводит к изменению наклона зависимости. В области исследования нейтронных методов зависимость представляется в виде

$$k_{в зп} = A_1 T^{-\alpha}. \quad (6.41)$$

Результаты моделирования показали, что значения коэффициента A практически не зависят от эффекта заземления, а определяются начальными условиями (см. рис. 72, 77).

Зависимость показателя степени α в модели (6.41), напротив, существенным образом меняется в зависимости от величины эффекта заземления (рис. 107). Как видно из рисунка, при

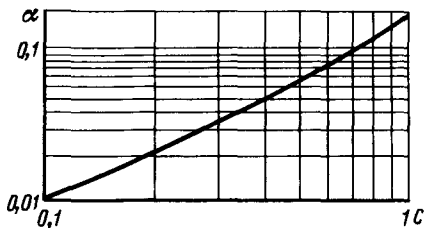


Рис. 107. Моделирование расформирования ЗП в газовом пласте. Зависимость α от C . Относительная вязкость $\mu_0 = 0,02$

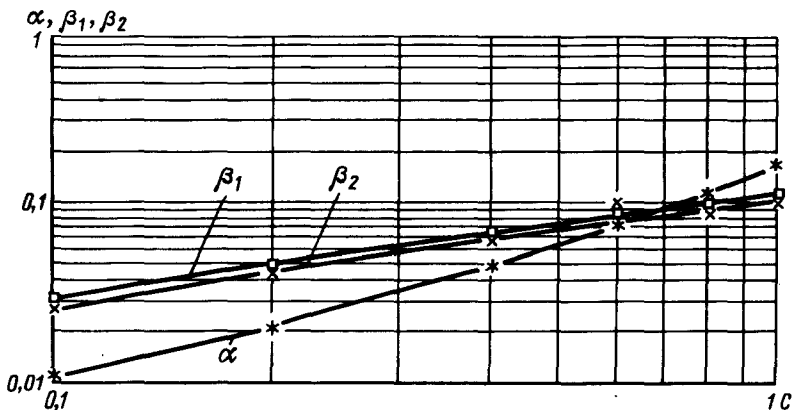


Рис. 108. Зависимости показателей степени в динамических моделях от величины эффекта заземления (C)

практически реализуемых значениях заземления (коэффициента C) показатель степени α может изменяться на порядок и более.

Вследствие автомодельности процесса радиус ЗП изменяется во времени также по степенному закону:

$$R_{зп}(t) = B \cdot t^{\beta_1}, \quad (6.42)$$

где B и β_1 - постоянные коэффициенты. Коэффициент B зависит от начального состояния ЗП (массы фильтрата) и не зависит от эффектов заземления. Показатель степени β_1 определяется параметрами заземления (см. рис. 108).

Динамика радиуса зоны с заземленным фильтратом описывается соотношением, аналогичным соотношению (6.42), однако показатель степени (β_2) отличен от β_1 . Зависимость β_2 от заземления также дана на рис. 108.

ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОЦЕНКИ ПО ДАННЫМ ГИС ОКОЛОСКВАЖИНЫХ ЗОН ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ НЕФТЕГАЗОИЗВЛЕЧЕНИЯ

При вскрытии пластов бурением в области, прилегающей к стенке скважины, образуется система околоскважинных зон с различными физическими свойствами (см. рис. 4). При проведении ГИС получают информацию о свойствах этих зон. Микрометоды характеризуют свойства зоны кольматации и промытой зоны, кавернометрия и коркометрия характеризуют свойства глинистой корки. Зонды малых размеров из комплекса БКЗ позволяют определить сопротивление зоны проникновения.

Комплекс методов с разной глубиной исследования позволяет оценить изменения физических свойств в зонах массообмена и оценить радиус зоны проникновения.

Как указывалось в подразд. 1.3, физические свойства ОЗ широко используются при решении традиционных задач нефтегазопромысловая геологии методами ГИС. До наших работ геофизические характеристики ОЗ для повышения эффективности использования нефтегазовых ресурсов не использовались. Повышенный интерес к этой проблеме связан прежде всего со значительным влиянием фильтрационных свойств ОЗ на нефтегазоизвлечение и продуктивность скважин (М.М. Иванова, Н.Н. Михайлов, М.Л. Сургучев, Р.С. Яремийчук, В.А. Кошляк, Т.А. Суманов). Проблема приобретает особую актуальность в связи с широким промышленным внедрением методов повышения нефтеотдачи, основанных на целенаправленном воздействии на ОЗ и на пласт в целом.

Развитие этого направления предъявляет специфические требования к повышению точности и информативности исследований по изучению изменений физических свойств пласта в ОЗ.

Основными аспектами анализа состояния ОЗ при оценке эффективности нефтегазоизвлечения являются выяснение причин и механизма их влияния на нефтегазоотдачу пластов, выяснение механизма ухудшения продуктивности скважин, обоснование механизмов увеличения эффективности нефтегазоизвлечения при реализации методов воздействия. Эти сведения необходимы прежде всего для научно обоснованного принятия решений о выборе технологий воздействия на призабойную зону и на пласт в целом.

Как указывалось, ГИС - основной источник информации об изменениях физических свойств, обусловленных процессами, происходящими в пласте и ОЗ. В то же время широкое промышленное внедрение ГИС при решении задач повышения эффективности нефтегазоизвлечения задерживалось в связи с отсутствием надежных интерпретационных моделей и динамических связей физических свойств с процессами, определяющими нефтегазоизвлечение и продуктивность скважин.

Разработанные автором основы динамической петрофизики ОЗ позволяют уже на современном этапе, используя данные ГИС, решать целый ряд практически важных задач по оценке уменьшения продуктивности скважин, определению ухудшения фильтрационных свойств ОЗ, оценке и прогнозу остаточных запасов, их структуры и распределения на месторождении.

7. Геотехнологические оценки околоскважинных зон при повышении продуктивности скважин

Потенциальная продуктивность возможна в тех случаях, когда в процессе заканчивания скважины и во время ее эксплуатации не происходит ухудшения фильтрационных свойств пласта (ФСП) в ОЗ. Практически любая операция, проводимая в скважинах, является потенциальным источником потери продуктивности. Установлено, что вследствие кольматации пласта при бурении, цементации, вскрытии пластов перфорацией и ремонте скважин происходят необратимые изменения ФСП.

Для повышения продуктивности скважин путем регулирования ФСП в ОЗ предложен целый ряд способов и технологий, большинство из которых опробовано в промысловых условиях. Имеющийся практический опыт показал, что добиться значимого повышения продуктивности удастся лишь в тех случаях, когда механизм восстановления ФСП адекватен механизму их поражения (М.М. Иванова, Н.Н. Михайлов, М.Л. Сургучев, Р.С. Яремийчук). Соответственно потенциальные возможности регулирования ФСП достигаются, во-первых, за счет сведения к минимуму потерь продуктивности при заканчивании скважин, во-вторых, за счет планирования искусственного воздействия, исходя из текущего состояния ОЗ. Оба направления повышения продуктивности опираются на промысловые оценки геотехнологического состояния ОЗ.

При разработке практических методик оценки состояния ОЗ необходимо решать три крупные группы задач.

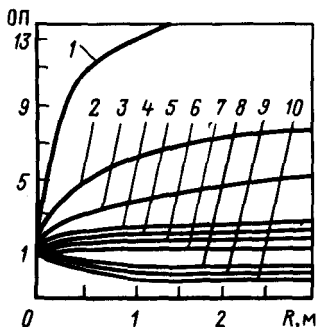
1. Задачи, связанные со структуризацией строения ОЗ, включающие выделение в ОЗ отдельных зон и определение их геометрических характеристик.

2. Задачи, связанные с оценкой степени ухудшения фильтрационных свойств пласта в ОЗ, с идентификацией механизма поражения пласта.

3. Задачи, связанные с оценкой степени снижения эффективности использования нефтегазовых ресурсов за счет ухудшения состояния ОЗ.

В связи с особенностями падения давления в ОЗ средняя проницаемость системы пласт - ОЗ определяется в основном проницаемостью ОЗ. Это приводит к значительному снижению продуктивности скважин, несмотря на малые размеры зон с ухудшенной проницаемостью.

Рис. 109. Зависимости снижения продуктивности от радиуса и степени снижения проницаемости в околоскважинной зоне:
 1 - 0,02; 2 - 0,05; 3 - 0,1; 4 - 0,2;
 5 - 0,3; 6 - 0,5; 7 - 1; 8 - 2; 9 - 5;
 10 - 10



Количественной характеристикой уменьшения продуктивности в результате ухудшения ФСП в околоскважинной зоне служит гидродинамический показатель отношения продуктивностей скважины до и после ухудшения ФСП (параметр ОП).

Ухудшение ФСП в 5 раз приводит к двухкратному снижению продуктивности скважин; снижение проницаемости ОЗ в 10 раз уменьшает продуктивность в 3,5 раза, а снижение в 50 раз может вызвать 15-20-кратные потери продуктивности (рис. 109). Важным обстоятельством является то, что размеры зоны ухудшенной проницаемости при этом могут составлять всего лишь десятки сантиметров.

Вышесказанное определяет основную стратегическую линию повышения эффективности нефтегазоизвлечения путем регулирования ФСП в ОЗ, которая осуществляется: 1) сведением к минимуму ухудшения проницаемости ОЗ путем регулирования технологией вскрытия и эксплуатации пластов; 2) восстановлением ФСП в ОЗ путем постановки целенаправленных воздействий.

Регулирование такого рода может обеспечить кратное увеличение продуктивности скважин, в то время как улучшение природных фильтрационных свойств ОЗ вызовет лишь незначительное повышение продуктивности.

Строение и физические свойства околоскважинных зон содержат в себе важную информацию о качестве первичного и вторичного вскрытия пластов. Однако эта информация не может быть использована без соответствующих моделей, связывающих изменения физических свойств ОЗ с показателями качества вскрытия.

Показателем качества вскрытия пластов является параметр ОП. Этот параметр является интегральным, зависящим от ФСП и ОЗ, их геометрии, от фактически работающей мощности и других параметров.

Традиционный подход к использованию ГИС для оценки продуктивности заключается в построении корреляционных связей между продуктивностью и характерными геофизическими параметрами ($\alpha_{\text{ПС}}$, $\Delta\gamma$ и др.) (Б.Ю. Вендельштейн, Р.А. Резванов, В.И. Азаматов, Н.И. Крысин, Г.Н. Шаравьева и др.).

Таким образом, удается спрогнозировать фактическую продуктивность скважин. Сравнивая ее с потенциальной (теоретической), можно оценивать качество вскрытия. Этот подход не позволяет выявить причины поражения пласта и дать рекомендации по их устранению.

Аналогичными недостатками обладают и традиционные гидродинамические методы оценки продуктивности или гидропроводности скважин. Так как гидродинамические методы дают фильтрационную характеристику ОЗ, усредненную как в радиальном, так и в вертикальном направлении, то их использование не позволяет проводить структуризацию поражения.

Для решения проблемы предлагается следующая технологическая схема.

В соответствии с традиционной для геофизики схематизации ОЗ представляется в виде системы цилиндрических областей, обладающих различными физическими свойствами. Для такой системы значения параметра ОП представляются в виде зависимости

$$\text{ОП} = \Phi(H_{\text{max}}, H_{\text{фак}}, k_{\text{кр}}, k_{\text{пр}}, r_i), \quad (7.1)$$

где H_{max} , $H_{\text{фак}}$ - максимальная и фактически работающая толщина пласта; $k_{\text{пр}}$, r_i - коэффициент проницаемости и радиус i -й зоны.

Из соотношения (7.1) следует, что при оценке качества вскрытия необходимо оценивать максимальную и фактически работающую толщину пласта, уметь выделять зоны с ухудшенными ФСП, оценивать степень ухудшения ФСП и давать размеры выделенных зон.

Методические основы оценки фактической и работающей мощности пласта-коллектора геофизическими методами хорошо разработаны.

Значительно хуже обстоит дело с оценкой изменений ФСП в ОЗ.

Решение этой задачи проводится в несколько этапов. На первом этапе проводится выделение пластов с ухудшенными ФСП, на втором - идентификация превалирующего механизма поражения пласта в процессе вскрытия; на третьем - оценка размеров зоны поражения; на четвертом - на основе специальных моделей проводится количественная оценка изменений ФСП пласта в окоскважинных зонах; на заключительном этапе проводится оценка качества вскрытия пластов по параметру ОП.

Описанный алгоритм оценки качества вскрытия предполагает использование специальных интерпретационных динамических моделей, которые учитывают механизм поражения пласта при вскрытии и пространственно-временные изменения физических свойств пласта в ОЗ.

Изучение ухудшения ФСП в ОЗ возможно двумя путями.

Первый - основан на обнаружении прямого эффекта изменения

физических свойств пласта при их поражении твердой и жидкой фазой промывочной жидкости.

Второй путь основан на использовании косвенных эффектов, связанных с тем, что в зависимости от степени поражения пласта снижается проницаемость всей системы ОЗ. Это сказывается на динамике формирования и расформирования зоны проникновения.

Используя результаты временных исследований ОЗ методами ГИС и располагая динамическими моделями изменения физических свойств пласта в ОЗ, производят оценку качества вскрытия пластов по косвенным признакам.

7.1. Оценка качества вскрытия пластов бурением на основе динамических моделей изменения физических свойств пласта в околоскважинных зонах

При лабораторных исследованиях в качестве параметров, характеризующих влияние твердой и жидкой фаз бурового раствора на проницаемость, используют коэффициенты восстановления проницаемости k_1 и k_2 , представляющие отношения проницаемостей до и после воздействия глинистого раствора на образец.

Коэффициенты k_1 и k_2 характеризуют влияние кольтманта (k_1) и фильтрата (k_2) на изменение проницаемости в условиях лабораторного эксперимента. Однако результаты лабораторных исследований нельзя непосредственно применить к пластовым условиям из-за невозможности адекватно смоделировать процессы, происходящие при вскрытии пластов бурением. Кроме того, закономерности распределения давления и насыщенности в образце и в ОЗ существенно различны. Поэтому параметры k_1 и k_2 могут отражать лишь качественные изменения фильтрационных свойств образца в результате кольтматации и взаимодействия фильтрата глинистого раствора со скелетом породы.

Для решения этих задач предлагается использовать комплекс ГИС в сочетании с динамическими моделями изменения физических свойств пласта в ОЗ. Для дифференцированной оценки качества первичного вскрытия пластов используется параметр ОП, определенный с учетом преобладающих факторов, уменьшающих проницаемость и эффективную толщину пластов:

$$\text{ОП} = \eta_{\max} / \eta_{\phi} \quad (7.2)$$

Величина η_{\max} определяется для максимальной эффективной толщины H_{\max} пластов с проницаемостью, равной проницаемости их удаленной зоны (k_0). Согласно формуле Дюпюи имеем

$$\eta_{\max} = 10^{-3} k_0 H_{\max} / \mu_1 \cdot 4,232 b \lg (R_x / r_s), \quad (7.3)$$

где b - коэффициент.

Величина η_{ϕ} определяется по фактической эффективной тол-

щине $H_{\text{эф}}$ пластов с учетом неоднородности их ОЗ по проницаемости. Используя уравнение стационарного притока в скважину с неоднородной по проницаемости ОЗ, $\eta_{\text{ф}}$ можно представить в виде

$$\eta_{\text{ф}} = H_{\text{эф}} \cdot 10^{-3} / 4,232 \cdot \mu_1 \{k_{\text{гк}}^{-1} \lg [r_s / r_s h] + k_{\text{зк}}^{-1} \lg (R_{\text{зк}} / r_s) + k_{\text{зп}}^{-1} \lg (R_{\text{зп}} / R_{\text{зк}}) + k_0^{-1} \lg (R_{\text{к}} / R_{\text{зп}})\}. \quad (7.4)$$

Из формул (7.3) и (7.4) получаем выражение параметра ОП через характеристики ОЗ:

$$\text{ОП} = H_{\text{max}} \{k_0 \lg [r_s / (r_s - h_{\text{гк}})] / k_{\text{гк}} + k_0 \lg (R_{\text{зк}} / r_s) / k_{\text{зк}} + k_0 \lg (R_{\text{зп}} / R_{\text{зк}}) / k_{\text{зп}} + \lg (R_{\text{к}} / R_{\text{зп}})\} / H_{\text{эф}} \lg (R_{\text{к}} / r_s), \quad (7.5)$$

где H_{max} и $H_{\text{эф}}$ характеризуют пласт и околоскважинную зону.

Соотношение (7.5) позволяет не только определить степень ухудшения продуктивности в результате первичного вскрытия, но и проанализировать влияние отдельных факторов на это ухудшение.

Структуризация состояния ОЗ проводится на основе комплексной интерпретации данных ГИС. Для этого в продуктивном горизонте по данным ГИС выделяются отдельные пласты-коллекторы и определяются следующие их параметры: эффективная толщина h , толщина глинистой корки $h_{\text{гк}}$, радиус скважины r_c , коэффициенты открытой пористости m_0 отдельно по каждому из методов ГИС (АК, БМК, БКЗ или ИК для водонасыщенных пластов), коэффициенты остаточного водонасыщения пласта $k_{\text{ов}}$, радиус ЗП $R_{\text{зп}}$ и коэффициент ее водонасыщения $k_{\text{в зп}}$, глубина зоны кольматации $h_{\text{зк}}$ и ее радиус $R_{\text{зк}} = r_c + h_{\text{зк}}$, при наличии массообменных зон проводится дополнительная оценка их радиусов.

Толщину глинистой корки определяют коркомером или по данным кавернометрии.

В случае неоднородности пласта по кавернограмме определяется средневзвешенный по мощности диаметр скважины

$$d_c = \sqrt{\frac{n}{\sum_{i=1}^n d_{ci}^2 h_i / \sum h_i}}, \quad (7.6)$$

где d_{ci} - диаметр скважины против i -го пропластка, м; h_i - мощность i -го пропластка, м.

Следовательно, толщина глинистой корки

$$h_{\text{гк}} = 2/3(d_c - d_0), \quad (7.7)$$

где d_c - диаметр скважины (м), определенный по формуле (7.6); d_0 - диаметр долота, м.

Коэффициент $2/3$ применяется ввиду того, что удельное дав-

ление измерительных установок микронзондов на глинистую корку намного меньше, чем на рычагах каверномера.

Выделение пластов с зоной кольматации. По данным методов ГИС можно выделить пласты с глубиной зоны кольматации, соизмеримой с радиусом исследования геофизического метода. При этом пористость в зоне кольматации должна изменяться на величину, большую, чем точность определения пористости геофизическими методами. Только в этом случае можно однозначно выделять пласты с зоной кольматации по данным методов ГИС, чувствительных к изменению пористости.

Закономерности изменения физических свойств в зоне кольматации (см. подразд. 3, 6) позволяют дать методики выделения этих зон. Основы построения таких методик даны автором в работах 1976, 1977 гг. и развиты в работах Р.С. Яремийчука, З.Д. Хоминца, В.А. Кошляка.

Выделение зоны кольматации по данным ГИС основано на изменении физических свойств в этой зоне: образование кольматирующей среды увеличивает плотность и уменьшает пористость пласта, а также увеличивает глинистость.

Оценка толщины зоны кольматации. Определение толщины ЗК основано на динамических моделях изменения ее физических свойств. На их основе строятся графики сопоставления показаний методов с разной глубиной исследований и по изменению физических свойств в радиальном направлении судят о наличии и толщине ЗК. При относительно высокой солености фильтрата бурового раствора для определения толщины зоны кольматации используют стандартный комплекс ГИС. Определение толщины ЗК проводится путем графического сопоставления коэффициента пористости, полученного методами с разной глубиной исследования, с радиусом исследования метода r_n , $m_0 = f(r_n)$ (рис. 110). Значение пористости условно относится к половине

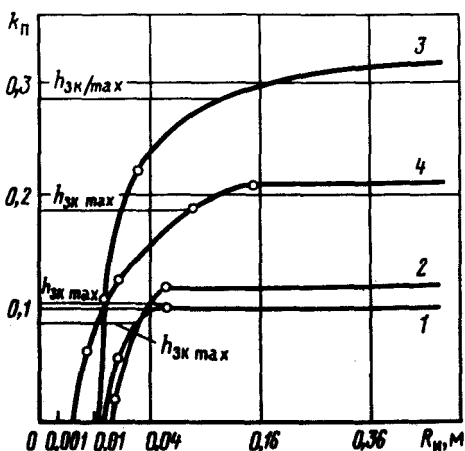


Рис. 110. Примеры оценки толщины зоны кольматации по комплексу разноглубинных методов ГИС. Шифр кривых - номер пласта

Результаты определения толщины ЗК по некоторым скважинам нефтяных месторождений Западной Украины (Н.Н. Михайлов, З.Д. Хоминец, 1983)

| Скважина | Интервал, м | $m_{\text{БК}}$ | $m_{\text{АК}}$ | m_{max} | $h_{\text{ЭК}}$ | Характер насыщения |
|----------------|---------------|-----------------|-----------------|------------------|-----------------|--------------------|
| Завода, 6 | 3509,0-3516,8 | 0,057 | 0,099 | 0,099 | 0,038 | Вода |
| Сходница, 9 | 4509,4-4513,0 | 0,026 | 0,117 | 0,118 | 0,055 | Нефть |
| Бубны, 19 | 3008,6-3012,0 | 0,110 | 0,223 | 0,32 | 0,098 | Вода |
| Талалаевка, 10 | 3482,0-3485,2 | 0,060 | 0,126 | 0,21 | 0,057 | Газ |

глубинности исследования метода ГИС, по которому она определялась.

При исследовании водонасыщенных пластов используют показания БМК, АК, полуметрового градиент-зонда, ИК, больших зондов БКЗ. При исследовании нефтенасыщенных пластов используют показания БМК, АК, полуметрового и метрового градиент-зондов, БКЗ.

Максимальная глубина зоны кольтатации определяется по связи $m_0 = f(R_n)$, построенной для каждого пласта при значении пористости $m_0 = 0,9m_{0 \text{ max}}$. По этим же кривым определяют значения пористости на разных удалениях от стенки скважины.

Для условий терригенных коллекторов Украины изучены толщины ЗК и получена связь толщины ЗК с коэффициентом пористости и отношением удельных электрических сопротивлений промывной зоны к зоне проникновения [табл. 10].

$$h_4 = A_1 + A_2 m_0 + A_3 \ln(\rho_{\text{пл}}/\rho_{\text{зп}}), \quad (7.6a)$$

где $A_1 = 0,0091$; $A_2 = 0,253$; $A_3 = 0,04$.

Определенная таким образом толщина зоны кольтатации характеризует глубину проникновения частиц кольтатанта в коллектор. Глубина зоны кольтатации по проницаемости $h_{\text{ЭК}}$ в соответствии с (6.15) равна $h_4/3$.

Выделение пластов с зоной проникновения является стандартной операцией при геофизических исследованиях скважин.

Оценку радиуса зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости можно проводить в тех случаях, когда ее УЭС отличается от УЭС незатронутой проникновением части пласта, а ее глубина не превышает глубинности исследования больших зондов БКЗ, БК (для нефтенасыщенных пород) или метода ИК (для водонасыщенных пород).

Методика определения глубины ЗП и ее УЭС по данным БКЗ широко известна и применяется повсеместно в промыслово-геофизических экспедициях. Для маломощных пластов ($h = 1-$

4 м) определить глубину ЗП довольно сложно. В этом случае можно использовать обобщенную для скважинных и пластовых условий зависимость глубины ЗП от пористости и времени контакта. Можно также использовать графический метод, заключающийся в построении связи УЭС ОЗ, полученной по отдельным малым зондам БКЗ, с их средним радиусом исследования. За глубину ЗП принимается расстояние, на котором аппроксимируемая кривая пересекается со значением ρ_n , полученным по БК и ИК (М.Г. Латышева и др.).

Оценка радиуса массообменных зон. Как указывалось в подразд. 4-6, в ЗП могут выделяться массообменные зоны со свойствами, отличными от свойств зоны проникновения. Для определения их радиуса целесообразно использовать автомодельность формирования ЗП. Вследствие автомодельности имеет место соотношение $R_{зп}/R_{мо} = \text{const}$.

Оценка степени ухудшения фильтрационных свойств пласта в ОЗ проводится на основе динамических моделей.

Проницаемость глинистой корки определяется в соответствии со стандартными методиками изучения водоотдачи промывочной жидкости. Учет скважинных условий осуществляется исходя из результатов моделирования или введением соответствующих поправок в результаты экспериментов на основе динамических моделей (см. подразд. 6.1). Данные о проницаемости ГК, как правило, известны или их получение не вызывает особых затруднений.

Проницаемость зоны кольматации при принятой схеме строения околоскважинной зоны может быть охарактеризована единым значением коэффициента проницаемости $k_{зк}$. Коэффициент проницаемости зоны кольматации определяется по формуле

$$k_{зк} = k_0 k_1. \quad (7.8)$$

Если для данного месторождения коэффициент k_1 не определялся, то $k_{зк}$ можно установить исходя из приближенной связи коэффициента заглинизированности с проницаемостью зоны кольматации

$$k_{зк} = k_0 [1 - \bar{k}_{гл}]^{\beta_1}, \quad (7.9)$$

где $\bar{k}_{гл}$ - среднее значение увеличения глинистости в зоне кольматации.

Изменение коэффициента проницаемости в зоне проникновения происходит в результате взаимодействия фильтрата глинистого раствора со скелетом породы и при изменении направления фильтрации. Это взаимодействие имеет место в той доле объема пор, которая занята фильтратом. Эта доля определяется величиной коэффициента фильтратонасыщения

$$S_f = k_{в зп} - k_{ов},$$

где $\bar{k}_{в зп}$ - средняя водонасыщенность зоны проникновения.

Фильтратонасыщение в зоне проникновения на любом удалении от стенки скважины определяется соотношением

$$S_{\Phi} = (k_{в\text{ пп}} - k_{об}) \{1 - [(r - r_s)/(R_{зп}(t) - r_s)]^2\}^{n_1}.$$

Коэффициент водонасыщения полностью промытой зоны $k_{в\text{ пп}}$ определяется по данным БМК или МЗ.

Проницаемость ЗП при фильтрации из пласта в скважину

$$k_{зп} = k_0 k_2 S_{\Phi}. \quad (7.10)$$

Средний коэффициент водонасыщения зоны проникновения определяется по формуле

$$\bar{k}_{в\text{ зп}} = 2 \int_{r_s}^{R_{зп}} k_{в\text{ зп}}(r) dr / (R_{зп}^2 - r_s^2). \quad (7.11)$$

Для определения структурного коэффициента n_1 строится в логарифмическом масштабе график зависимости

$$\lg\{[k_{в\text{ зп}}(R) - k_{об}] / [k_{в\text{ пп}} - k_{об}]\} = f\{\lg[1 - ((R_x - r_s)/(R_{зп}(t) - r_s))^2]\}.$$

Этот график представляет из себя прямую линию, тангенс угла наклона которой определяет структурный коэффициент n_1 (см. рис. 101, 103). Далее по формуле (7.11) определяют $k_{в\text{ зп}}$. Можно также определять $k_{в\text{ зп}}$, используя удельное электрическое сопротивление ЗП, определенное по градиент-зонду. При автоматическом режиме вытеснения можно принять $k_{в\text{ зп}} = (0,95 - 0,8)k_{в\text{ пп}}$.

Изменение коэффициента проницаемости в зонах массообмена проводится на основе связей проницаемости этих зон с количеством поглощенных солей фильтрата и других массообменных компонентов.

Оценка качества вскрытия пластов бурением и структуризация поражения пластов в ОЗ. После проведения структуризации строения околоскважинной зоны и определения степени ухудшения фильтрационных свойств пласта проводится определение качества вскрытия на основе соотношения (7.5). При оценке коэффициент проницаемости пласта k_0 определяется по данным гидродинамических исследований, петрофизическим связям и результатам анализа зерна. Для оценки максимальной и фактической эффективной толщины используются результаты комплексной интерпретации данных ГИС. Радиус контура питания определяется из соотношения $R_x = 1,5(x_{пл}T)^{1/2}$ (T - время полного восстановления давления) или за R_x принимают половину расстояния между соседними скважинами.

В результате определяют отношение продуктивностей удаленной и околоскважинных зон, а также вклад отдельных факторов в снижение продуктивности.

Для пластов, ОЗ которых усложнена всеми факторами,

$$ОП = \frac{\frac{k_{пр}}{k_{пр \text{ гк}}} \lg \frac{r_c}{r_c - h_{гк}} + \frac{k_{пр}}{k_{пр \text{ зп}}} \lg \frac{R_{зк}}{r_c} + \frac{k_{пр}}{k_{пр \text{ зп}}} \lg \frac{R_{зп}}{R_{зп}} + \lg \frac{R_k}{R_{зп}}}{\lg \frac{R_k}{r_c}}$$

Для пластов без зоны кольматации

$$ОП = \frac{\frac{k_{пр}}{k_{пр \text{ гк}}} \lg \frac{r_c}{r_c h_{гк}} + \frac{k_{пр}}{k_{пр \text{ зп}}} \lg \frac{R_{зп}}{r_c} + \frac{R_k}{R_{зп}}}{\lg \frac{R_k}{r_c}}$$

Для пластов без глинистой корки

$$ОП = \frac{\frac{k_{пр}}{k_{пр \text{ зк}}} \lg \frac{R_{зк}}{r_c} + \frac{k_{пр}}{k_{пр \text{ зп}}} \lg \frac{R_{зп}}{R_{зк}} + \lg \frac{R_k}{R_{зп}}}{\lg \frac{R_k}{r_c}}$$

Для пластов без глинистой корки и зоны кольматации

$$ОП = \frac{\frac{k_{пр}}{k_{пр \text{ зп}}} \lg \frac{R_{зп}}{r_c} + \lg \frac{R_k}{R_{зп}}}{\lg \frac{R_k}{r_c}}$$

Для пластов без зоны проникновения

$$ОП = \frac{\frac{k_{пр}}{k_{пр \text{ гк}}} \lg \frac{r_c}{r_c h_{гк}} + \frac{k_{пр}}{k_{пр \text{ зк}}} \lg \frac{R_{зк}}{r_c} + \lg \frac{R_k}{R_{зк}}}{\lg \frac{R_k}{r_c}}$$

Строение ОЗ может быть и более сложным за счет наличия массообменных зон. Структуризация поражения пласта в этих случаях производится аналогично вышеприведенной.

Если оценка качества вскрытия несет в себе интегральную характеристику о поражении, то структуризация поражения является основным моментом при выборе и обосновании технологий воздействия на ОЗ с целью повышения эффективности нефтегазоизвлечения.

Примеры апробации методики

Рассмотрим примеры использования предлагаемой методики (Н.Н. Михайлов, З.Д. Хоминец, Р.С. Яремийчук) на месторождениях Украины.

На месторождении Сходница скв. 3 вскрыт продуктивный горизонт олигоценевого возраста в интервале 4230-4267 м. Коллекторы представлены кварцевыми песчаниками и алевролитами с глинистым и глинисто-карбонатным цементом. Тип пористости гранулярный и трещинно-гранулярный. По геофизическим данным величина m_0 находится в пределах от 3-4 до 19,5%. В эффективную толщину вошли пласты с открытой пористостью, равной или больше 6%. По геофизическим данным выделены две группы коллекторов: без зоны кольматации и с зоной кольматации, выделяемой по данным ГИС.

Первая группа пластов характеризуется следующими средними значениями параметров: $H = 10$ м; $H_{эф} = 10$ м; $m_0 = 14\%$; $k_0 = 15 \cdot 10^{-3}$ мкм², $h_{гк} = 5$ мм; $k_{гк} = 10^{-5}$ мкм²; $R_{зп} = 0,7$ м; $k_{в \text{ зп}} = 0,7$; $k_{ов} = 0,15$; $R_k = 400$ м; $k_2 = 0,5$; $r_0 = 0,107$ м.

По формуле (7.10) определяем проницаемость зоны проникновения ($k_{зп} = 4,12 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$) и по формуле (7.5) - коэффициент уменьшения потенциального дебита (ОП = 10,38).

Вторая группа пластов характеризуется следующими средними значениями параметров: $H = 20 \text{ м}$; $H_{эф} = 15 \text{ м}$; $m_0 = 11\%$; $k_0 = 8 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$; $h_{гк} = 5 \text{ мм}$; $k_{гк} = 10^{-5} \text{ мкм}^2$; $R_{зп} = 1,2 \text{ м}$; $k_{взп} = 0,65$; $k_{ов} = 0,2$; $R_k = 400 \text{ м}$; $k_2 = 0,5$; $r_s = 0,107$; $h_ч = 0,06$; $k_1 = 0,01$.

По формуле (7.6а) находим эффективную толщину зоны кольматации ($h_ч = 0,02 \text{ м}$), по формуле (7.8) определяем проницаемость зоны кольматации ($k_{зк} = 8 \cdot 10^{-5} \text{ мкм}^2$); по формуле (7.10) определяем проницаемость зоны проникновения ($k_{зп} = 1,8 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$); по формуле (7.5) определяем ОП (ОП = 11,6).

По данным испытателей на бурильных трубах получили ОП = 9,8.

На скв. 9 Довбушанка в интервале 2496-2580 м проводилось опробование пластов олигоценного возраста с помощью КИИ-146. По данным испытания объект оказался сухим.

По геофизическим данным выделен продуктивный пласт в интервале 2498,8-2506 м. Его параметры следующие: $h = 4 \text{ м}$; $k_p = 15\%$; $k_{пр} = 0,03 \text{ мкм}^2$; $h_{гк} = 0,02 \text{ м}$; $k_{пр гк} = 0,02 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$; $R_{зп} = 0,6 \text{ м}$; $k_{зп} = 0,72$; $k_{ов} = 0,2$; $R_k = 200 \text{ м}$; $L = 0,7$; $h_{зк \max} = 0,03$; $B = 0,01$; $r_c = 0,1875 \text{ м}$.

По формуле (7.6а) имеем $h_{эк эф} = 0,03 \cdot 3 = 0,01 \text{ м}$.

По формуле (7.8) определяем $k_{зк} = 30 \cdot 0,01 = 0,3 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, $R_{зк} = 0,1875 + 0,01 = 0,1975 \text{ м}$.

По формуле (7.10) определяем $k_{зп} = 30 \cdot 0,7 \cdot 0,52 = 0,02 \text{ мкм}^2$.

По формуле (7.5) определяем

$$\text{ОП} = \frac{30}{0,02} \lg \frac{0,1875}{0,1675} + \frac{30}{0,3} \lg \frac{0,1975}{0,1875} + \frac{30}{10,92} \lg \frac{0,6}{0,1975} + \lg \frac{200}{0,6} = 30,5.$$

При перфорации из пласта получено 20 м/с нефти на 5-миллиметровом штуцере.

Отсутствие притока при испытании следует объяснить недостаточной депрессией на пласт.

При перфорации произошло вскрытие ГК и ЗК. Без учета этих двух факторов по формуле (7.5) получаем ОП = 2,42.

Таким образом, по данным ГИС и гидродинамическим исследованиям имеем близкие значения ОП, что указывает на эффективность предлагаемой методики. Методика опирается на стандартный комплекс геофизических и лабораторных исследований и позволяет проводить оперативную оценку состояния ОЗ на этапе первичного вскрытия.

Внедрение методики. Предложенные способы оценки качества вскрытия пластов по характеристикам околоскважинных зон вошли в методические рекомендации и руководящие документы, утвержденные в Миннефтепроме бывшего СССР, которые внедрены на Украине, в Западной Сибири и др. нефтяных регионах.

7.2. Оценка состояния ОЗ на основе изучения динамики расформирования зоны проникновения по данным ГИС

Эффекты изменения физических свойств в процессе расформирования широко используются при выделении коллекторов и оп-

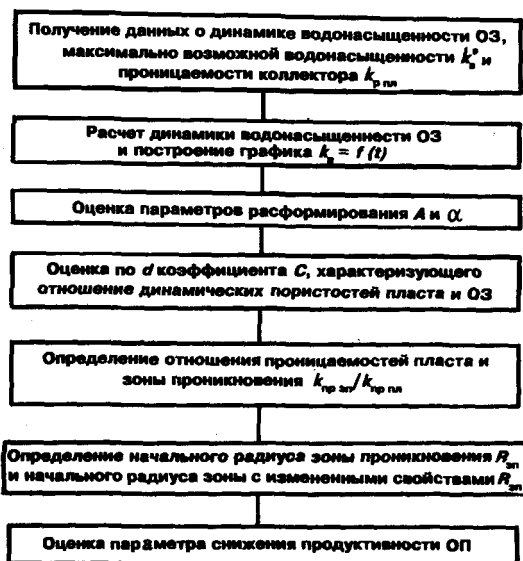


Рис. 111. Алгоритм оценки состояния ОЗ и степени ухудшения продуктивности скважин на основе изучения динамики расформирования зоны проникновения

ределении их параметров (см. подразд. 1.3) Л.Б. Берманом и др. (1972 г.) было предложено использовать эффект расформирования ЗП для группирования пластов по ФЕС. В качестве количественного критерия был выбран критерий "время расформирования зоны проникновения" и считалось, что этот параметр однозначно связан с ФЕС. Однако, исходя из механизма процессов расформирования и, в частности, явлений защемления, целесообразно использовать процессы расформирования для изучения не ФЕС пласта, а их изменений в ОЗ и для идентификации механизма поражения пласта.

Ниже дана методика оценки состояния ОЗ по косвенным эффектам (рис. 111).

Методика обработки результатов изучения процесса расформирования зоны проникновения по данным ГИС.

Как было показано в подразд. 6.5, изменение водонасыщенности, регистрируемое геофизическими методами, в процессе расформирования имеет вид

$$k_{в зп}(t) = A_1 T^\alpha. \quad (7.12)$$

Возьмем логарифм от обеих частей этой формулы:

$$\lg(k_{в зп}(T)) = \lg A - \alpha \lg(T). \quad (7.13)$$

В координатах $\lg k_{в зп}$, $\lg(T)$ полученная зависимость явля-

ется линейной, коэффициенты ее $\lg A$ и α можно оценить при помощи метода наименьших квадратов.

Линейная зависимость имеет вид $y = a + bx$, поэтому задача наилучшего приближения сводится к отысканию коэффициентов a и b . Интересующая нас зависимость линеаризуется в двойных логарифмических координатах, а интересующие нас переменные и параметры имеют вид

$$x_i = \lg(T_i), y_i^3 = \lg k_{вi}; a = \lg A, b = \alpha. \quad (7.14)$$

Примеры обработки данных ГИС по расформированию зоны проникновения.

На месторождении Медвежье были выделены временные исследования в скв. 50 и 101, где явно заметен процесс расформирования и увеличения газонасыщенности. Анализ данных показал, что процесс расформирования более четко выражен в газонасыщенных интервалах скв. 50, где процесс расформирования продолжался до трех лет. В скв. 101 процесс расформирования шел значительно быстрее (от 200 до 300 дней) и представлен в данных, как правило, двумя-тремя точками. Точно определить по этим данным параметры расформирования нельзя. Данные по газонасыщенности, проницаемости и эффективной пористости для скв. 50 приведены в табл. 11, а результаты аппроксимации данных степенной зависимостью по методу наименьших квадратов для этой же скважины - в табл. 12. Там же приведены параметры степенной зависимости A и α . Данные по скв. 101 приведены в табл. 13, результаты аппроксимации - в табл. 14. Динамика газонасыщенности для различных интервалов скв. 50 представлена на рис. 112, а для скв. 101 - на рис. 113. Из этих рисунков видно, что все данные по скв. 50 хорошо ложатся на степенную зависимость, динамика же расформирования в скв. 101 представлена слабо, однако она заметна, а также заметно последующее истощение пласта и подъем ГВК. Поэтому точность оценки параметров расформирования по скв. 101, вероятно, низка.

Кроме того, были обработаны данные о расформировании зон проникно-

Таблица 11

Фильтрационно-емкостные свойства и динамика газонасыщенности по скв. 50 месторождения Медвежье

| Номер интервала | Интервал, м | $k_{пр}$, мкм ² | m , % | $m_{эф}$, % | k_r , %, измеренный через определенное время (дни) | | | | | |
|-----------------|-------------|-----------------------------|---------|--------------|--|------|-----|------|------|------|
| | | | | | 100 | 526 | 769 | 1012 | 1225 | 1469 |
| 1 | 1182-1184 | 0,007 | 24 | 6,5 | 29 | 40,5 | 43 | 54 | | |
| 2 | 1184-1185 | 0,007 | 24 | 6,5 | 28 | 31 | 28 | 44 | 39 | 43 |
| 3 | 1185-1186 | 0,204 | 29,7 | 20,5 | 44 | 74 | 77 | 76 | 84 | 87 |
| 4 | 1186-1187 | 0,189 | 29,5 | 20,2 | 36 | 50 | 57 | 61 | 58 | 58 |
| 5 | 1187-1188 | 0,189 | 29,5 | 20,2 | 32 | 55 | 60 | 57 | 56 | 58 |
| 6 | 1188-1189 | 0,189 | 29,5 | 20,2 | 28 | 53 | 54 | 65 | 56 | 58 |

Таблица 12

Данные метода наименьших квадратов для скв. 50 и вычисленные по ним коэффициенты A и α

| Номер интервала | x_1 | y_1 | x_2 | y_2 | A | α |
|-----------------|-------|-------|-------|-------|-------|----------|
| 1 | 100 | 0,727 | 1012 | 0,509 | 0,758 | 0,154 |
| 2 | 100 | 0,749 | 1012 | 0,618 | 0,766 | 0,083 |
| 3 | 100 | 0,585 | 1012 | 0,189 | 2,361 | 0,488 |
| 4 | 100 | 0,639 | 1012 | 0,425 | 0,981 | 0,176 |
| 5 | 100 | 0,65 | 1012 | 0,426 | 1,013 | 0,183 |
| 6 | 100 | 0,70 | 1012 | 0,421 | 1,194 | 0,22 |

Таблица 13

Фильтрационно-емкостные свойства и динамика газонасыщенности по скв. 101 месторождения Медвежье

| Номер интервала | Интервал, м | $k_{пр},$ мкм ² | $m,$ % | $m_{эф},$ % | $k_r, \%$, измеренный через определенное время (дни) | | | | | |
|-----------------|-------------|-------------------------------|-----------|----------------|---|------|-----|------|------|------|
| | | | | | 100 | 198 | 649 | 994 | 1359 | 1633 |
| 1 | 1173-1174 | 1,372 | 33,5 | 25,4 | 45 | 67 | 58 | 51 | 50 | 49 |
| 2 | 1176-1177 | 0,141 | 29,6 | 17,5 | 42 | 47 | 48 | 32 | 35 | 29 |
| 3 | 1185-1188 | 0,084 | 28,5 | 15,7 | 28 | 40,5 | 45 | 24,5 | 32 | 29 |
| 4 | 1188-1190 | 0,173 | 30,0 | 18,2 | 35 | 39 | 47 | 24,5 | 32 | 32 |
| 5 | 1190-1192 | 0,084 | 28,5 | 15,7 | 31 | 42 | 45 | 28 | 32 | 32 |
| 6 | 1194-1197 | 0,084 | 28,5 | 15,7 | 39 | 42 | 47 | 28 | 33,5 | 31 |

Таблица 14

Данные метода наименьших квадратов для скв. 101 и вычисленные по ним коэффициенты A и α

| Номер интервала | x_1 | y_1 | x_2 | y_2 | A | α |
|-----------------|-------|-------|-------|-------|-------|----------|
| 1 | 100 | 0,464 | 649 | 0,381 | 0,721 | 0,105 |
| 2 | 100 | 0,568 | 649 | 0,514 | 0,642 | 0,053 |
| 3 | 100 | 0,693 | 649 | 0,538 | 0,893 | 0,135 |
| 4 | 100 | 0,649 | 649 | 0,55 | 0,806 | 0,088 |
| 5 | 100 | 0,665 | 649 | 0,538 | 0,822 | 0,113 |
| 6 | 100 | 0,61 | 649 | 0,53 | 0,702 | 0,075 |

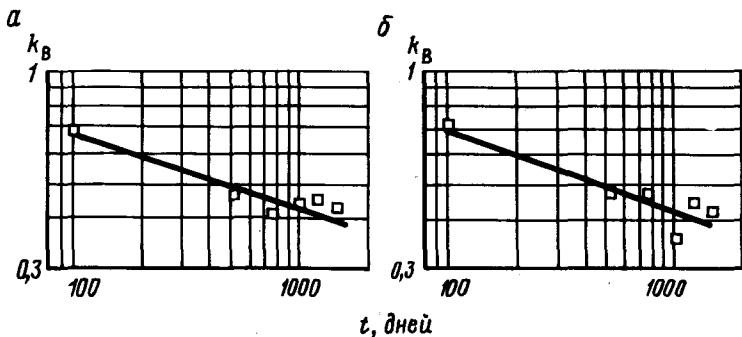


Рис. 112. Расформирование ЗП в газовом пласте.
 Месторождение Медвежье, 1991 г., скв. 50, интервал 1187-1188 м (а),
 интервал 1188-1189 м (б)

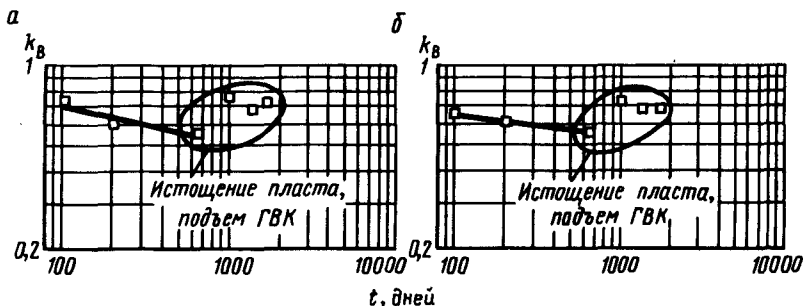


Рис. 113. Расформирование ЗП в газовом пласте.
 Месторождение Медвежье, 1991 г., скв. 101, интервал 1185-1188 м(а),
 1188-1190 м (б)

вения по скв. 60 и 51 месторождения Медвежье (рис. 114). Для этих скважин были оценены показатели степени α . Таким образом, α был определен в общей сложности для 30 пластов месторождения Медвежье. Полученные значения α лежат в довольно узком интервале: 0,05 - 0,20 (за исключением двух резко выделяющихся значений и одного, равного 0,22) при среднем значении $\alpha = 0,127$ и девиации $s = 0,044$.

Выделение пластов с ухудшенной проницаемостью по данным изучения расформирования зоны проникновения методами ГИС.

Выделение пластов, пораженных фильтратом промывочной жидкости, является одним из основных моментов при обосновании технологий воздействия на ОЗ с целью повышения продуктивности скважин. Как следует из динамической модели капиллярного расформирования (см. подразд. 6.5), с увеличением интенсивности поглощения фильтрата коллектором скорость расформирования, регистрируемая по данным ГИС, замедляется. Соответ-

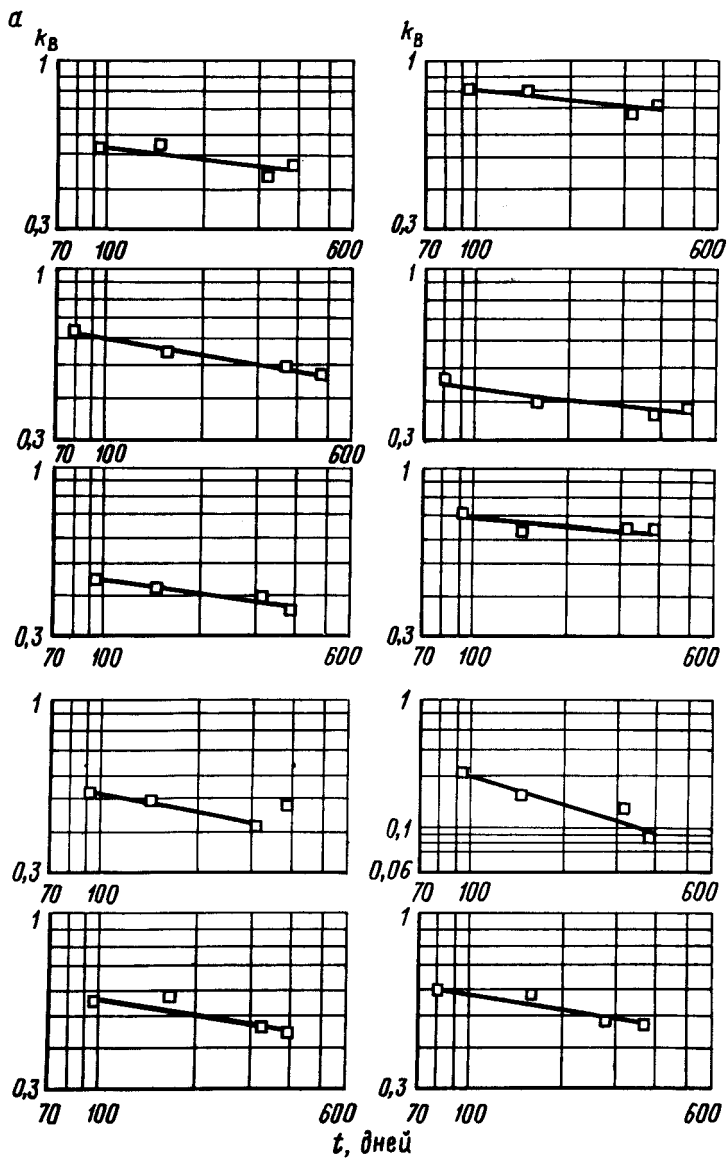


Рис. 114. Расформирование ЗП в газоносном пласте. Месторождение Медвежье: а - скв. 60; б - скв. 51; в - скв. 50

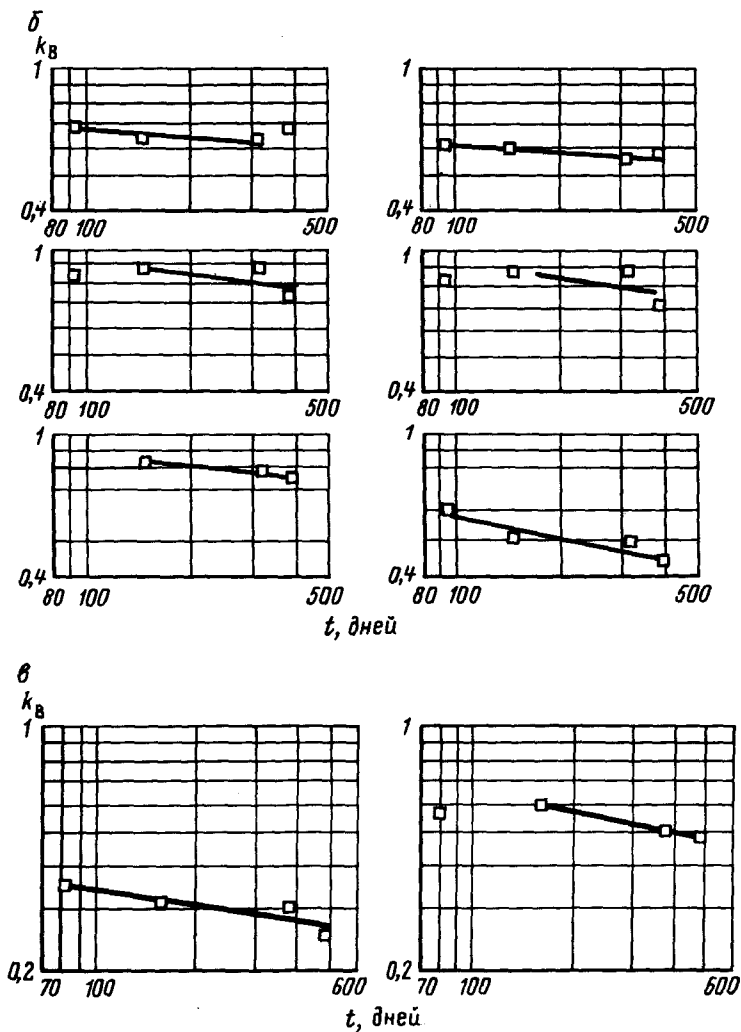


Рис. 114. (Продолжение)

ственно показатель степени α в зависимости $k_{взл}(t)$ является критерием поражения пласта (см. рис. 107). Как видно, с ростом степени поражения пласта коэффициент α уменьшается. Из таблиц следует, что максимальному поражению подверглись пласты в скв. 101. Значения параметра α в скв. 50 значительно выше, что указывает на низкую степень поражения пласта.

Группирование пластов по характеру поражения является важным этапом повышения продуктивности скважин, так как позволяет выделить информационные признаки поражения и распространить результаты, полученные по временным замерам в наблюдательных неперфорированных скважинах, на выходящие из бурения и эксплуатационные скважины. Выделение групп пластов с идентичным механизмом поражения позволяет добиться высокой эффективности нефтегазоизвлечения за счет подбора механизма воздействия, адекватного механизму поражения.

Для выделения групп пластов с идентичным характером поражения предлагается использовать характерные особенности капиллярного расформирования. Как следует из динамической модели (6.5), информационным признаком степени поражения является скорость расформирования. Аналогичную информацию содержит и время достижения фиксированной водонасыщенности. В качестве фиксированной водонасыщенности ЗП удобно использовать начальную водонасыщенность ЗП, которой соответствует время начала расформирования (T_{ac}), а также водонасыщенность после ее расформирования, которой соответствует время расформирования (T_p). Опираясь на динамическую модель расформирования, указанные времена определяют следующим образом:

$$t_{ac} = (k_{в\ нач}/A_1)^{1/\alpha}, \quad (7.15)$$

где $k_{в\ нач}$ - водонасыщение ЗП в области, прилегающей к скважине на момент начала ее расформирования;

$$t_p = k_{в\ кон}/A_1, \quad (7.16)$$

где $k_{в\ кон}$ - постоянное водонасыщение зоны проникновения после ее расформирования.

Группирование пластов проводится путем сопоставления выделенных характеристик расформирования со свойствами пласта и ЗП.

Примеры группирования на месторождениях Медвежье, Ямбург, Газли.

Месторождение Медвежье - использовались результаты временных замеров, проводимых в скв. 51 и 60. В скв. 51 - шесть замеров, в скв. 60 - пять. Замеры лишь частично охватывают процесс расформирования, поэтому для группирования использовался параметр t_{ac} . На рис. 115 дано сопоставление времени начала расформирования с начальной водонасыщенностью (t_{ac} было определено по формуле (7.15)). Как видно из сопоставления, все обработанные по двум скважинам пласты (всего 60 пластов) разделились на две группы, для каждой из которых существует своя зависимость.

Полученное выше разделение пластов на две группы подтверждается газогидродинамическими исследованиями. По данным этих исследований в продуктивной толще выделяются две пачки с разной продуктивностью: нижняя - с большими удельными дебитами; верхняя - с меньшими. Анализ результатов группирования показывает, что начало расформирования в нижезалегающих пластах наступает быстрее (левая группа пластов); в верхней пачке начало расформирования замедляется (правая группа пластов).

Месторождение Ямбург - обрабатывались временные замеры в скв. 1 (четыре замера). Были обработаны результаты временных замеров по 30 пластам. Результаты группирования даны на рис. 115. Соответствующая зависи-

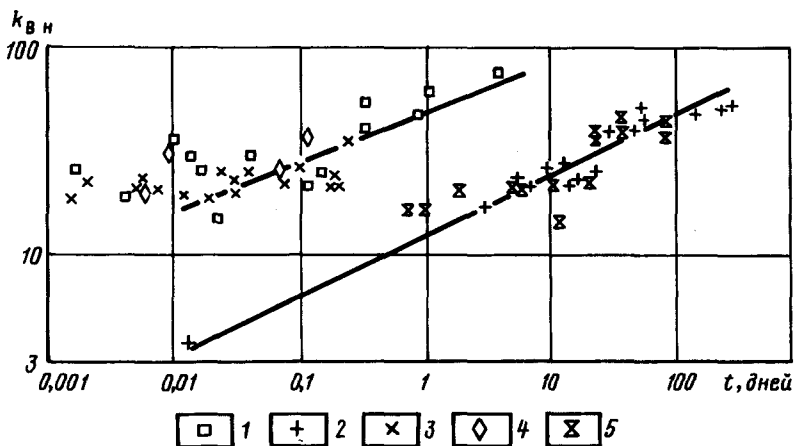


Рис. 115. Зависимость начальной водонасыщенности прискважинной зоны $k_{вн}$ от времени начала расформирования (t , начало расформирования, дней). 1, 2 - месторождение Медвежье, скв. 60; 3 - Ямбург, скв. 1; 4, 5 - Медвежье, скв. 51

мость совпадает с зависимостью для левой группы пластов месторождения Медвежье.

Месторождение Газли - анализировались результаты временных замеров, проведенных в скв. 455 (десять замеров). Временные исследования охватывают весь диапазон изменения водонасыщения зоны проникновения в процессе ее расформирования (рис. 116). На рис. 117 приведено сопоставление времени расформирования, определенного по соотношению (7.16), с коэффициентом газонасыщенности пласта. Видно, что время расформирования однозначно связано с величиной $k_{г\text{пл}}$ и не содержит информации о характере поражения. Сопоставление времени начала расформирования t_0 с величиной $k_{г\text{пл}}$ (рис. 99, б) показывает, что связь имеет место для пластов с $k_{г\text{пл}} < 80\%$. Для высо-

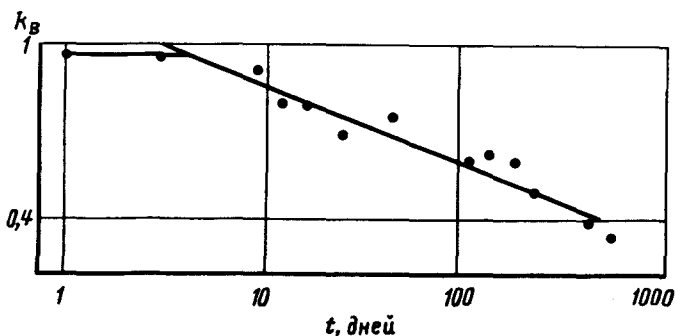


Рис. 116. Расформирование зоны проникновения в газоносном пласте месторождения Газли

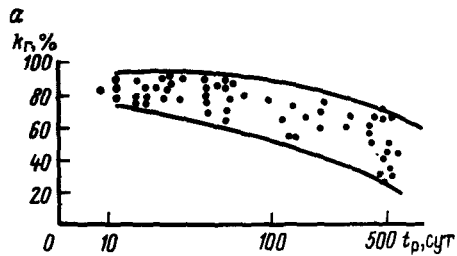
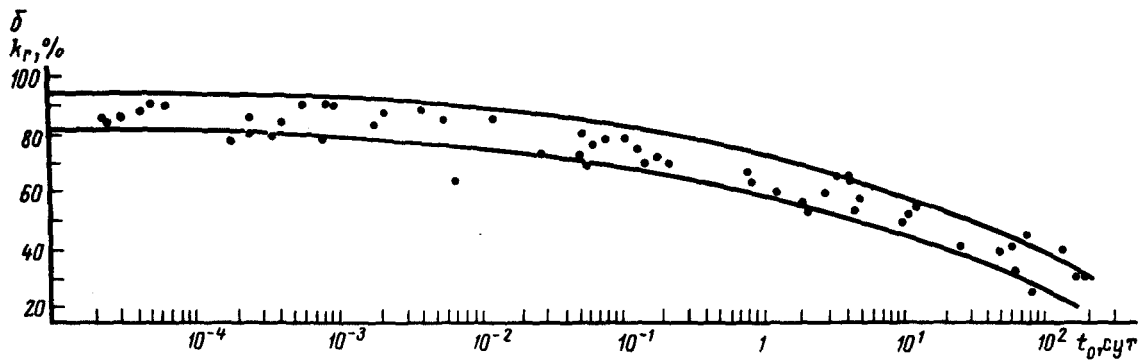


Рис. 117. Сопоставление времени расформирования (а) и времени начала расформирования (б) с газонасыщенностью пласта.

Месторождение Газли, скв. 455



когазонасыщенных пластов эта связь отсутствует, что связано с наличием зоны кольматации в этих пластах.

Проведенный анализ показывает, что на месторождении Газли поражение пласта фильтратом промывочной жидкости несущественно и параметры расформирования однозначно связаны с ФЭС пласта.

Оценка глубины зоны проникновения на основе динамических моделей расформирования.

При оценке степени поражения пласта важно знать размеры зоны проникновения и размеры зоны с измененными фильтрационными свойствами. В то же время методика надежных прямых оценок глубины проникновения и радиуса зоны поражения для обсаженных скважин в настоящее время отсутствует. Полученные в подразд. 6.5 динамические модели капиллярного расформирования позволяют проводить необходимые оценки.

Подвижное водонасыщение $\sigma(r, t)$ ЗП в процессе ее формирования на любой момент времени определяется соотношением (6.40). Масса фильтрата M в ЗП определится по формуле

$$M = \pi h_{\text{эф}} m_{\text{эф}} \int_{r_c}^{R_{\text{ЗП}}} \sigma(r, t) r dr, \quad (7.17)$$

$R_{\text{ЗП}}$ выбирается таким образом, чтобы $\sigma(R_{\text{ЗП}}, t) = 0$. Варьируя величиной $R_{\text{ЗП}}(t_1)$ на период окончания формирования зоны, в соответствии с формулами (6.40) и (7.17) получена зависимость коэффициента A от массы внедрившегося фильтрата M (см. рис. 72) и от радиуса зоны проникновения на период начала ее расформирования (см. рис. 77).

Зависимости аппроксимируются формулами

$$A^\gamma = BM, \quad (7.18)$$

$$A = B_1 R_{\text{ЗП}}^{\gamma_1}, \quad (7.19)$$

где $B, B_1, \gamma, \gamma_1 > 0$.

Используя соотношения (7.17) и (7.18), получаем

$$A = B(\pi h_{\text{эф}} m_{\text{эф}} \bar{\sigma} (R_{\text{ЗП}}^2 - R_c^2))^\gamma.$$

Отсюда

$$R_{\text{ЗП}} \Big|_{t=t_0} = \sqrt{\frac{A^{1/\gamma_1}}{B_1^{1/\gamma_1} \cdot \pi h_{\text{эф}} m_0 (k_{\text{взп}} - k_{\text{овз}})}} + r_c^2. \quad (7.20)$$

Оценка текущего радиуса зоны проникновения $R_{\text{ЗП}}(t_i)$ проводится исходя из автомодельности процесса расформирования. В процессе расформирования радиус зоны проникновения изменяется во времени по закону

$$R_{\text{ЗП}}(t) = C_1 t^{\beta_2},$$

где C_1 и β - постоянные коэффициенты. Поскольку радиус ЗП в процессе расформирования не измеряется, воспользуемся для оценки показателя степени β_2 данными об изменении водонасыщения в области, прилегающей к стенке скважины, полученными по временным замерам ГАИС. Как указывалось выше, в результате обработки временных замеров ГАИС получают данные о показателе степени α в зависимости $k_{в зп} = f(t)$. Связь между показателями α и β определяется исходя из автомодельности процесса. Эта связь представлена на рис. 107, 108. Зная радиус ЗП на момент окончания ее формирования $R_{зп}(t_1)$, показатель степени β_2 и текущее время после обсадки скважины t_i , определяем текущий радиус ЗП по формуле

$$R_{зп}(t_i) = R_{зп}(t_1)(t_i/t_1)^{\beta_2}.$$

Оценка радиуса зоны с измененной проницаемостью (R_k) проводится по вышеописанной процедуре, однако вместо показателя степени β_2 необходимо использовать показатель степени β_1 . Поскольку, как видно из рис. 107, 108, $\beta_2/\beta_1 \approx \text{const}$ для всех α , то для расчета R_k можно использовать соотношение $R_k \approx \text{const} R_{зп}$.

Оценка степени ухудшения проницаемости зоны проникновения проводится исходя из связи коэффициента проницаемости с насыщенностью пор поглощенным фильтратом.

Апробация методик оценки состояния ОЗ и поражения пласта

Оценка состояния ОЗ зоны по предложенной методике была проведена на ряде газовых месторождений: Газли, Медвежье, Ямбург. Газовые объекты были выбраны исходя из временного фактора (скорость расформирования зоны проникновения в газоносных пластах на два порядка выше, чем в нефтеносных).

Месторождение Медвежье - исследовалось состояние ОЗ в продуктивных полимиктовых песчаниках сеноманской залежи.

По результатам моделирования расформирования ЗП зависимость показателя α от коэффициента C имеет вид

$$\alpha = 0,1795C^{1,52} + 0,00266$$

с коэффициентом корреляции $r = 0,9989$ (α определялось по зависимости $k_{в} = f(t)$ (см. рис. 112-114).

Из этой зависимости можно получить обратную

$$C = \left(\frac{\alpha - 0,00266}{0,1795} \right)^{1/1,52} \quad (7.21)$$

Так как $C = \frac{k_{в}^* - k_{ов зп}}{k_{в}^* - k_{ов п}}$, то $C = \frac{k_{в}^*/k_{ов п} - k_{ов зп}/k_{ов п}}{k_{в}^*/k_{ов п} - 1}$ и

$$\frac{k_{ов зп}}{k_{ов п}} = (1 - C) \frac{k_{в}^*}{k_{ов п}} + C. \quad (7.22)$$

Подставив (7.21) в (7.22), получаем зависимость $k_{ов зп}/k_{ов п}$ от α .

С другой стороны, для месторождения Медвежье имеет место достаточно

хорошая корреляция проницаемости пласта k_0 (10^{-3} мкм²) и остаточной водонасыщенности $k_{ов}$ (%):

$$\lg k_0 = 7645 - 3645 \lg k_{ов}. \quad (7.23)$$

Выразим коэффициент остаточной водонасыщенности $k_{ов}$ из (7.23)

$$\lg k_{ов} = \frac{7645 - \lg k_0}{3645}, \quad k_{ов} = 10^{(7,45 - \lg k_0)/3,45} \quad (7.24)$$

$$k_{ов} = 10^{7,45/3,45} k_0^{-1/3,45}, \quad [k_{ов}] = \%,$$

или

$$k_{ов} = 10^{(7,45/3,45-2)} k_{пр}^{-1/3,45}, \quad [k_{ов}] = \text{доли}. \quad (7.24a)$$

Теперь из соотношения $k_{ов зп}/k_{ов п}$ можно получить отношение проницаемостей ОЗ и пласта

$$\frac{k_{ов зп}}{k_{ов п}} = \frac{10^{(7,45/3,45-2)} k_{пр зп}^{-1/3,45}}{10^{(7,45/3,45-2)} k_0^{-1/3,45}} = \left(\frac{k_{пр зп}}{k_0} \right)^{-1/3,45}$$

или

$$\frac{k_{пр зп}}{k_{оп}} = \left(\frac{k_{ов зп}}{k_{ов п}} \right)^{-3,45} \quad (7.25)$$

Подставим (7.22) в (7.25):

$$\frac{k_{пр зп}}{k_0} = 1 / \left((1 - C) \frac{k_B^*}{k_{ов п}} + C \right)^{3,45}, \quad (7.26)$$

$$k_{ов п} = 10^{(7,45/3,45-2)} k_{пр пл}^{-1/3,45}, \quad C = \left(\frac{\alpha - 0600266}{061795} \right)^{1/1,52}$$

Таким образом, зная проницаемость пласта и k_B^* и оценив α по данным расформирования, мы можем оценить степень ухудшения проницаемости в ОЗ (см. рис. 108).

Для оценки радиуса ЗП и радиуса зоны с измененными фильтрационными свойствами использовались данные скважинных определений коэффициентов A и α . По результатам исследований был получен (см. рис. 115) коэффициент $A = 0,907 R_{зп}^{0,519}$. Отсюда, оценив A , можно оценивать начальную глубину зоны проникновения

$$R_{зп} = (A/0,907)^{1/0,519}.$$

Зона с измененными свойствами, т.е. зона, в которой фильтрат уже полностью прореагировал с породой, несколько меньше начальной зоны проникновения. По результатам моделирования она составляет $R_1 \approx 0,8R_n$.

Были проведены расчеты по данной методике параметров A , α , C , $k_{ов зп}/k_{ов п}$, $k_{пр зп}/k_{пр пл}$, $R_{зп}$, R_n для скв. 50 и 101 месторождения Медвежье. Результаты расчетов приведены в табл. 15.

Наконец, зная глубину зоны с измененными свойствами и степень ухудшения коллекторских свойств в этой зоне, оценивают степень снижения продуктивности скважины (параметр ОП). Была оценена степень снижения продуктивности указанных скважин. Эти оценки приведены в табл. 15 в графе ОП. Проведенные расчеты показывают, что в скв. 101 имело место значительное снижение продуктивности по сравнению с максимально возможным.

Промышленное подтверждение характера поражения пласта. Проведенный анализ состояния ОЗ на месторождении Медвежье позволил идентифицировать поражение пласта как блокировку части фильтрата промывочной жидкости в

Таблица 15

Оценка состояния околоскважинной зоны и степени снижения продуктивности скважин по данным расформирования зоны проникновения

| Номер интервала | A | α | C | $\frac{k_{ов\ зп}}{k_{ов\ п}}$ | $\frac{k_{пр\ зп}}{k_{пр\ пл}}$ | R_N | $R_{и}$ | ОП |
|---------------------|-------|----------|------|--------------------------------|---------------------------------|-------|---------|-----|
| <i>Скважина 50</i> | | | | | | | | |
| 1 | 0,758 | 0,154 | 0,89 | 1,0 | 0,97 | 0,71 | 0,57 | 1,0 |
| 2 | 0,766 | 0,217 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 0,72 | 0,58 | 1,0 |
| 3 | 2,361 | 0,488 | 1,0 | 1,02 | 0,95 | 1,71 | 1,37 | 1,0 |
| 4 | 0,981 | 0,176 | 0,98 | 1,04 | 0,85 | 1,16 | 0,9 | 1,0 |
| 5 | 1,013 | 0,183 | 1,0 | 1,02 | 0,95 | 1,24 | 0,99 | 1,0 |
| 6 | 1,194 | 0,22 | 1,0 | 1,02 | 0,95 | 1,7 | 1,36 | 1,0 |
| <i>Скважина 101</i> | | | | | | | | |
| 1 | 0,721 | 0,105 | 0,69 | 2,26 | 0,061 | 0,64 | 0,51 | 5,4 |
| 2 | 0,642 | 0,053 | 0,43 | 1,92 | 0,106 | 0,51 | 0,41 | 4,3 |
| 3 | 0,893 | 0,135 | 0,82 | 1,23 | 0,493 | 1,0 | 0,78 | 3,0 |
| 4 | 0,806 | 0,088 | 0,61 | 1,69 | 0,164 | 0,8 | 0,64 | 4,1 |
| 5 | 0,822 | 0,113 | 0,73 | 1,34 | 0,362 | 0,83 | 0,66 | 3,0 |
| 6 | 0,702 | 0,075 | 0,55 | 1,56 | 0,214 | 0,6 | 0,49 | 3,5 |

Таблица 16

| Интервал | h_m | $k_{гР}, \%$ | $k_{пР}$ | $k_{г\ НГК}$ | |
|---------------|-------|--------------|----------|------------------------------|---------------------------------|
| | | | | до дополнительной перфорации | после дополнительной перфорации |
| 1127,6-1135,6 | 8,0 | 0,5 | 19,8 | 0,0 | 0,0 |
| 1135,6-1138,0 | 2,4 | 10,9 | 21,6 | 4,0 | 0,0 |
| 1138,0-1139,2 | 1,2 | 76,1 | 33,6 | 68,0 | 74,0 |
| 1139,2-1139,6 | 0,4 | 67,6 | 31,9 | 64,0 | 69,0 |
| 1139,6-1140,0 | 0,4 | 76,5 | 33,8 | 78,0 | 78,0 |
| 1140,0-1140,8 | 0,8 | 56,5 | 28,9 | 60,0 | 59,5 |
| 1140,8-1141,4 | 0,6 | 67,6 | 31,9 | 62,0 | 69,0 |
| 1141,4-1142,4 | 1,0 | 57,8 | 20,2 | 57,0 | 60,0 |

03. Идентификация механизма поражения позволяет дать обоснованные рекомендации по выбору технологий воздействия на призабойную зону с целью повышения эффективности газоизвлечения.

Прямые ГИС на месторождении Медвежье показали изменение фильтратонасыщения ОЗ после проведения дополнительной перфорации в газовой среде на скв. 2.

В табл. 16 дано сопоставление газонасыщения пласта, определенного в открытом стволе (начальная газонасыщенность) и обсаженном перфорированном стволе после вызова притока (газонасыщенность зоны проникновения). Газонасыщенность в открытом стволе k_g определялась по электрометрии ($L_3 = 0,5$), газонасыщенность зоны проникновения - по данным НГК ($k_{г\ НГК}$). Ме-

тодика оценки k_T построена таким образом, что в пластах с полностью сформировавшейся зоной проникновения $k_{гp} \equiv k_T$ нгк.

Как видно из табл. 16, газонасыщенность зоны проникновения в пределах точности определений меньше или равна газонасыщенности пласта, что указывает на наличие заземленного фильтра в ОЗ. Замеры k_T нгк, проведенные после дополнительной перфорации, показывают увеличение газонасыщенности зоны проникновения, что соответствует очистке ОЗ за счет роста градиента давлений.

7.3. Использование геотехнологических оценок ОЗ для повышения эффективности нефтегазоизвлечения

Скважина, околоскважинная зона и межскважинная часть пласта - взаимосвязанные взаимодействующие элементы единой техноприродной системы. Недоучет особенностей и степени влияния ОЗ как одного из элементов системы приводит к общему снижению эффективности разработки. Для обоснования эффективных технологий нефтегазоизвлечения необходимы количественные характеристики влияния состояния ОЗ на эффективность использования нефтегазовых ресурсов.

Оценка влияния изменений фильтрационных свойств пласта в ОЗ на продуктивность и нефтеизвлечение.

Снижение продуктивности скважин при вскрытии пластов бурением приводит к ухудшению условий разработки, в частности к снижению темпов и к увеличению времени разработки. В результате ухудшения продуктивности пластов скважины вводятся в эксплуатацию с дебитами ниже планируемых, вследствие чего имеет место систематический недобор нефти при нормативных показателях разработки.

Влияние условий вскрытия на продуктивность скважин и нефтеотдачу пластов впервые установлено в работах М.Л. Сургучева. Однако количественно это влияние не оценивалось. Ниже даются такие оценки.

Анализ данных по значениям параметра ОП, проведенный автором, указывает на широкий диапазон изменения продуктивности пластов в процессе их вскрытия. Так, для месторождений объединения "Коминепфть" продуктивность в результате вскрытия может ухудшаться в 27 раз, на месторождениях Белоруссии - в 18 раз, на Самотлорском месторождении - в 23 раза (рис. 118).

Более половины всех пластов имеют продуктивность более чем в 2 раза меньше, 25% пластов более чем в 4 раза меньше своих потенциальных возможностей и 10% - более чем в 10 раз сниженную продуктивность.

Для достижения проектной добычи приходится бурить значительное количество избыточных скважин. Количество избыточных скважин при постоянном годовом отборе жидкости равно среднему значению ОП. При фиксированном количестве добывающих и нагнетательных скважин ухудшение их продуктивности после

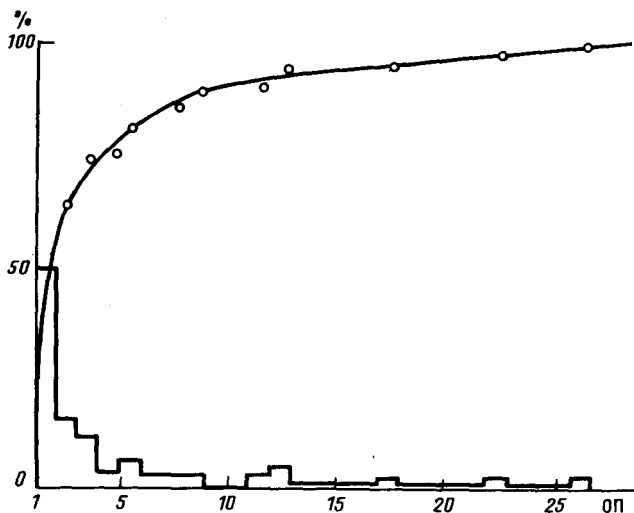


Рис. 118. Распределение параметра ОП для некоторых нефтедобывающих районов СНГ

вскрытия пластов бурением приводит к уменьшению количества прокачаных поровых объемов на фиксированный момент разработки залежи, что, в свою очередь, определяет потерю нефтеотдачи и удлинение сроков разработки (рис. 119). Из графика видно, что при $ОП = 5$ потери текущей нефтеотдачи могут достигать 0,28 для безразмерного времени (T) 0,1 и 0,26 - для безразмерного времени 0,05. Зависимости получены путем обработки данных о динамике добычи из пласта D_1 Бавлинского месторождения. На этом же графике нанесена зависимость удлинения сроков разработки ΔT от параметра ОП. Из приведенных данных следует, что без бурения дополнительных скважин ΔT может достигать 0,32, что применительно к пласту D_1 Бавлинского месторождения составляет более трети всего периода разработки.

Кроме как к потерям текущей нефтеотдачи и удлинению сроков разработки, ухудшение продуктивности при вскрытии пластов бурением приводит к уменьшению коэффициента охвата залежи заводнением (см. рис. 119). Зависимость построена по экспериментальным данным М.Л. Сургучева (влияние относительного объема прокачанной жидкости (T) на коэффициент охвата заводнением β_0 внешней зоны залежи пласта B_2 Красноярского месторождения). Видно, что уменьшение коэффициента охвата заводнением из-за ухудшения продуктивности скважин при вскрытии пластов бурением может достигать 0,3.

Изменения фильтрационных свойств в ОЗ отражаются на точ-

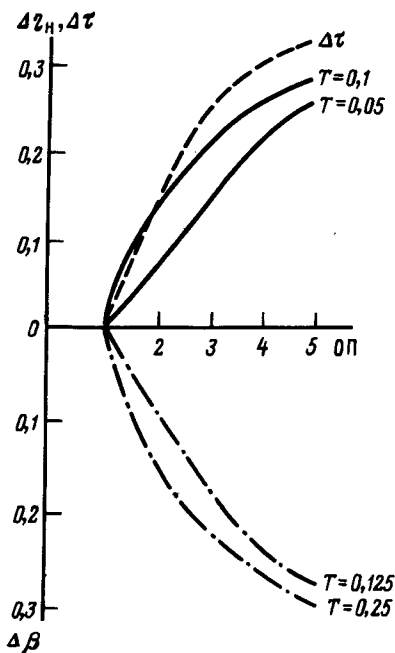


Рис. 119. Примеры зависимости потерь нефтеотдачи $\Delta\eta_n$ (сплошные линии), удлинения сроков разработки $\Delta\tau$ (пунктирные линии) и уменьшения коэффициента охвата заводнением $\Delta\beta$ (штрих-пунктирные линии) от параметра ОП.

Шифр кривых - безразмерное время (отношение объема закачиваемой воды к объему пор)

ности и достоверности оценок кондиционных значений параметров. В настоящее время для обоснования нижних предельных значений коллекторских свойств используется комплекс данных по геофизическому, петрофизическому и гидродинамическому исследованию пластов и, в частности, по сопоставлениям петрофизических и геофизических характеристик с результатами опробования (с коэффициентом удельной продуктивности) определяют нижние предельные значения геофизических и петрофизических параметров, отделяющие коллектор от неколлектора. При этом предполагается, что фазовая проницаемость в пластах с нулевой продуктивностью равна нулю. Такой подход к проблеме определения нижних предельных значений коллекторских свойств основан на предположении, что коллекторские свойства пласта и его ОЗ идентичны. Как было показано ранее, такое предположение в большинстве случаев является неоправданным.

Поскольку оценка кондиционных значений параметров базируется на существующей технологии вскрытия и испытания пластов, то отличие полученных при опробовании дебитов от их потенциальных значений (ОП = 1) приводит к искажению определяемых кондиционных параметров. Для определения нижних кондиционных значений параметров с использованием данных об удельной продуктивности необходимо фактическую удельную про-

дуктивность приводить к максимально возможной: $\eta_{\max}^n = \eta_{\text{фак}}^n$ ОП.

Механизм влияния качества вскрытия на кондиционные значения параметров обусловлен уменьшением действующей (эффективной) депрессии на пласт при испытании пластов. Ухудшение проницаемости в ОЗ приводит к тому, что при одинаковых дебитах фактическая (эффективная) депрессия намного меньше потенциально возможной (ОП = 1), что и обуславливает существенное занижение коэффициента охвата по толщине заводнением и увеличение минимального коэффициента проницаемости (рис. 120).

Графики (см. рис. 120) построены для условий горизонтов XIII и XIV месторождения Узень на основе фактических данных об изменении профилей притока при изменении эффективной депрессии. Видно, что ухудшение качества вскрытия - увеличение параметра ОП - приводит к резкому возрастанию нижнего предела проницаемости. Так, при значении эффективной депрессии $p_{\text{эсп}} = 4,5$ МПа при увеличении ОП с 1 до 2 $k_{0 \text{ min}}$ изменится от $23 \cdot 10^{-3}$ до $7 \cdot 10^{-2}$ мкм², что эквивалентно уменьшению действующей депрессии на пласт более чем на 0,15 МПа. Возрастание минимальных значений коэффициента проницаемости приводит к снижению коэффициента охвата заводнением по мощности. Из рис. 120 видно, что снижение коэффициента охвата по мощности при ухудшении качества вскрытия - увеличении ОП - может составлять более 25%.

Таким образом, ухудшение ОЗ при вскрытии пластов бурением является причиной уменьшения добычи нефти, ухудшения техно-

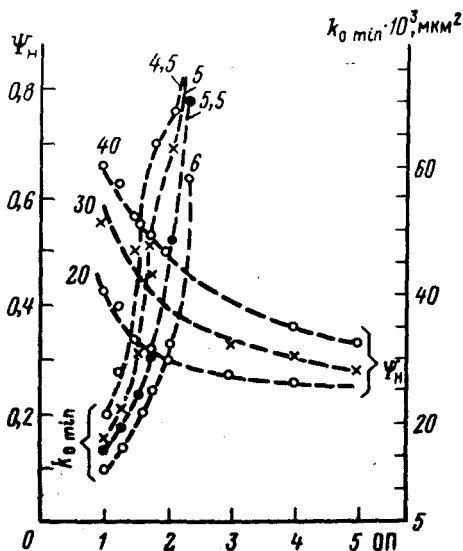


Рис. 120. Примеры зависимости критического значения коэффициента проницаемости $k_{0 \text{ min}}$ и коэффициента охвата заводнением по мощности Ψ_n от параметра ОП. Шифр кривых - депрессия Δp , МПа

логических показателей разработки и приводит к существенным потерям нефтегазовых ресурсов.

8. Геотехнологические оценки околоскважинных зон при обосновании методов повышения эффективности нефтеизвлечения

Нефтенасыщение продуктивного пласта после окончания его разработки - остаточное нефтенасыщение (ОНН) - один из важнейших параметров при проектировании систем нефтедобычи, характеризующий фактическую эффективность извлечения. Надежная информация об ОНН необходима как на стадии обоснования нефтеизвлечения, так и при контроле за степенью выработки пласта.

При применяемой в настоящее время технологии добычи нефти 35-65% содержащейся в пластах нефти остается неизвлеченной после завершения процесса разработки.

Знание ОНН позволяет правильно оценить и спрогнозировать остаточные запасы и характер их распределения по пласту, что особенно важно при внедрении новых методов увеличения нефтеотдачи. В отличие от заводнения при разработке месторождений на поздней стадии новыми методами ошибки в оценках и прогнозе остаточных запасов приводят к большим непроизводительным затратам.

Современные технологии увеличения нефтеотдачи пластов позволяют вовлекать в активный процесс извлечения нефть, оставшуюся в пласте после использования традиционных технологий извлечения. В то же время для эффективного применения конкретных технологий необходимы надежные сведения не только о значениях ОНН, но и о ее детальной структуре. Необходимо количественно оценить, сколько остаточной нефти находится в виде не охваченных заводнением целиков, сколько в не полностью выработанных пластах, сколько в капиллярно-заселенном, сорбированном, пленочном виде. Эти сведения должны быть получены с высокой степенью точности и достоверности, поскольку высокая стоимость реализации методов повышения нефтеотдачи предопределяет экономически жестко обоснованный выбор метода и технологии воздействия. Степень же эффективности метода повышения нефтеотдачи часто меняется в очень узком диапазоне насыщенности, что накладывает весьма жесткие ограничения на точность оценок ОНН. Причем точные значения ОНН необходимы как при использовании методов повышения нефтеотдачи, так и при обычном заводнении на начальной стадии разработки и при контроле частично выработанных пластов, т.е. необходимы прогнозные значения ОНН.

В промысловой практике длительное время превалировала точка зрения на ОНН как на одно из свойств, присущих коллектору. Такой подход обусловил развитие и использование

методов оценки ОНН, не адекватных природе этого параметра. В частности, технология большинства имеющихся способов оценки ОНН в выработанных пластах не гарантирует сохранности пластовой ОНН и, таким образом, затрудняется изучение подвижной и условно подвижной составляющих ОНН.

Сложная структура пластовой ОНН и многообразие форм остаточной нефти предопределили необходимость особого подхода к ее изучению.

8.1. Изучение структуры и подвижности ОНН по промытой части ОЗ

Оценка ОНН по промытой зоне основана на определении коэффициента водонасыщения этой зоны по данным ГИС. Для этого используется стандартный комплекс ГИС или технология каротажа - закачка - каротаж. В последнем случае принимается, что при закачке ОНН не меняется.

ОНН, определенная таким образом, отождествляется с ОНН пласта.

Такой подход, очевидно, справедлив лишь при автотельном по параметру П режиме образования ОНН.

Анализ условий образования ОНН в выработанных пластах показывает, что в подавляющем большинстве случаев ОНН образуется при капиллярно-напорном режиме вытеснения (Н.Н. Михайлов, А.В. Джемесюк).

В соответствии с рассмотренным механизмом капиллярно-напорного режима (6.22) ОНН при вытеснении нефти фильтратом глинистого раствора определяется по формуле

$$k_{ОН} = (1 - k_{ОВ}) - (k_{В}^* - k_{ОВ}) \left(\frac{\Pi}{\Pi_{кр2}} \right)^{\alpha} \quad (8.1)$$

Коэффициенты, входящие в модель, можно определить по результатам лабораторных и натуральных экспериментов, ГИС, а также по данным геолого-промыслового анализа разработки месторождений.

Для прогноза ОНН по промытой зоне используются динамические модели (6.22) и (6.25). В соответствии с этими моделями необходимо знать параметры $k_{В}^*$, $k_{ОВ}$, $\Pi_{кр}$, α , которые могут определяться по промыслово-геофизическим данным при следующих условиях.

1. Процесс формирования промытой зоны в области чувствительности используемых методов должен быть завершен.

2. Процесс расформирования не должен сказываться на водонасыщении промытой зоны. При определении $k_{В\text{ пп}}$ необходимо проводить временные замеры для контроля постоянства $k_{В\text{ пп}}$.

3. Исследуемые пласты должны обладать схожей структурой порового пространства, в противном случае параметры зависимости $(k_{В\text{ пп}} - k_{ОВ}) = 1(\Pi)$ будут различными.

4. В пластах должна находиться подвижная нефть или вода, но должен отсутствовать подвижный газ.

5. Фильтрат глинистого раствора должен быть нейтрален по отношению к материалу скелета пористой среды и насыщающим ее флюидам. Определенная предлагаемым методом ОНН соответствует суммарному содержанию нефтенасыщения в тупиковых порах, сорбированной и капиллярно-защемленной остаточной нефтенасыщенности. ОНН макро- и микроцеликов, застойных зон и т.д. необходимо оценивать исходя из комплексного анализа разра-ботки.

Для оценки эффективности методов повышения нефтеотдачи кроме общих значений ОНН пласта необходимо определить следующие параметры: 1) минимальную нефтенасыщенность пласта ($1 - k_B^*$); 2) капиллярно-защемленную нефтенасыщенность пласта ($k_B^* - k_{B \text{ пп}}$); 3) соотношение капиллярных и гидродинамических сил, при котором нефть удерживается в защемленном состоянии (подвижность остаточной нефти).

Специфические требования к оценке ОНН при проектировании методов воздействия заключаются и в том, что необходимо не только количественно определить ОНН, но и спрогнозировать условия, при которых остаточная нефть будет извлечена. При соблюдении вышеперечисленных требований предлагается использовать следующую схему оценки ОНН по данным ГИС.

1. Проведение временных замеров микрометодами ГИС и определение времени полной промывки t_ϕ (см. рис. 95).

2. Определение текущего коэффициента водонасыщения промытой зоны $k_{B \text{ пп}}$ при $t_\phi \leq t_p$.

3. По результатам интерпретации глубинных ГИС (БКЗ, БК, ИК и др.) с использованием петрофизических связей определения пористости, начальной нефтенасыщенности и проницаемости пласта.

4. По данным лабораторных исследований определение поверхностно-молекулярных свойств системы нефть - фильтрат (σ , $\cos \theta$, μ). При отсутствии необходимых экспериментальных значений поверхностно-молекулярных свойств их можно принять по литературным данным, внося поправки за химический состав, пластовую температуру и давление.

5. По результатам лабораторных исследований керна с аналогичными ФЕС определяют расход фильтрата глинистого раствора. Расход фильтрата может быть определен и непосредственно, исходя из баланса поступившего в пласт фильтрата.

6. Определение текущего значения параметра Π для каждого из исследуемых пластов.

7. Повторение пп. 2-5 для пластов с различными фильтрационно-емкостными свойствами.

8. Построение зависимости $(k_{B \text{ пп}} - k_{\text{об}}) = f(\Pi)$ в двойном логарифмическом масштабе.

9. Определение по полученной зависимости параметров $\Pi_{\text{кр}}$, k_B^* , α .

10. Определение остаточной нефтенасыщенности исходя из отраслевых требований к оценке этого параметра (ОСТ 39-070-78).

Использование предлагаемой методики проиллюстрируем на примере терригенных отложений (пласты Д₁ и Д₂) Туймазинского нефтяного месторождения. По предложенной методике были обработаны данные по 20 скважинам Туймазинского месторождения. За основу была принята первичная интерпретация, проведенная во ВНИИнефтепромгеофизике. Расход фильтрата определяется исходя из баланса поступившего фильтрата $Q(t) = \pi(k_{взп} - k_{ов}) \times (R_{зп}^2 - r_s^2) m_0 H - A \sqrt{t}$, радиус зоны проникновения определялся по связи $R_{зп}/r_s = f(k_{пр})$ с введением соответствующих поправок на изменение толщины, пористости и коэффициента водонасыщения ЗП.

Начальный расход определялся по формуле $q_{он} = A/\sqrt{t_{нвч}}$. В качестве времени начала формирования зоны проникновения было принято время стабилизации зоны кольматации ($t_0 = 10$ мин).

Были использованы пласты, для которых имелись независимые определения коллекторских свойств по кернавым данным (всего 55 пластов).

Сопоставление коэффициента остаточной нефтенасыщенности по ГИС для пластов Д₁ и Д₂ Туймазинского месторождения с проницаемостью показало практическое отсутствие связи между этими параметрами. Аналогичный результат получается при сопоставлении $k_{он}$ с пористостью, глинистостью, остаточной водонасыщенностью (Н.Н. Михайлов, 1992 г.).

Исследуемые пласты Туймазинского месторождения были обработаны по описанной выше методике (рис. 121). Как видно из рисунка, пласты с разной проницаемостью имеют одинаковый наклон α , но разные значения $\Pi_{кр}$. Из рис.

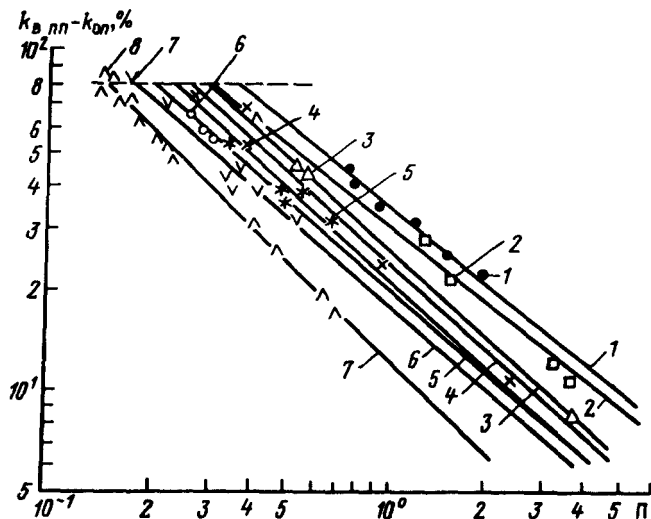


Рис. 121. Связи $k_{впл} - k_{ов}$ с параметром Π и зависимость $\Pi_{кр}$ от коэффициента проницаемости k_0 для Туймазинского месторождения при значениях проницаемости пласта (мкм^2):

1 - 10^{-2} ; 2 - $3 \cdot 10^{-2}$; 3 - $6 \cdot 10^{-2}$; 4 - $12 \cdot 10^{-2}$; 5 - $2 \cdot 10^{-1}$; 6 - $3 \cdot 10^{-1}$; 7 - $5 \cdot 10^{-1}$; 8 - $9,8 \cdot 10^{-1}$

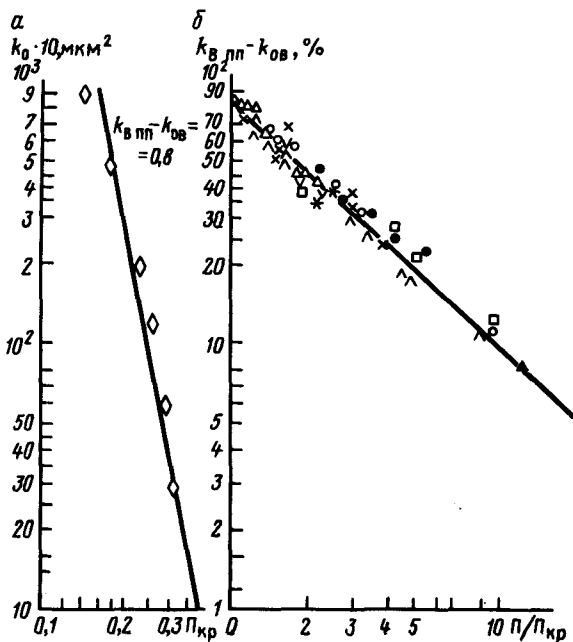


Рис. 122. Зависимость критического (автомодельного) значения параметров Π от проницаемости $k_{кр}$ (а) и единая зависимость подвижного водонасыщения промытой зоны от нормированного параметра $\Pi/\Pi_{кр}$ (б) для Туймазинского месторождения (обозначения те же, что и на рис. 121)

122 видно, что все исследуемые пласты характеризуются разбросом значений около 8%, $k_{в пп}$ ложатся на единую зависимость, которая записывается в виде

$$k_{в пп} - k_{ов} = 0,816(\Pi/\Pi_{кр})^{-0,97}.$$

Анализ прогнозных данных показывает, что среднее прогнозное значение остаточного нефтенасыщения находится в диапазоне 0,25-0,3.

По обводненным участкам Туймазинского месторождения среднее значение остаточного нефтенасыщения составляет 0,22 (В.М. Березин и др.).

Минимально возможная остаточная нефтенасыщенность составляет 0,16-0,18. Таким образом, возможности дополнительного извлечения капиллярно-зашемленной нефти составляют 6%.

Использование предлагаемой методики позволяет проводить корректное сравнение прогнозных данных, полученных по результатам ГИС, с результатами прогноза на основе моделирования заводнения. Для этого необходимо соблюдение условий равенства значений параметра Π при проникновении фильтрата глинистого раствора в пласт и при моделировании заводнения (табл. 17).

Как видно из табл. 17, при учете условий вытеснения

Результаты сравнения значений ОНН, определенных по промытой зоне, с данными моделирования заводнения, полученными для некоторых нефтяных месторождений Западной Украины

| Месторождение | k_r | $k_{ов}$ | H , м | μ_1 , МПа·с | $k_{он}$ | |
|-------------------|-------|----------|------------|--------------------|------------------|------------------------------------|
| | | | | | по промытой зоне | по данным лабораторного заводнения |
| Долина | 0,10 | 0,32 | 2200 | 0,95 | 0,28 | 0,32 |
| То же | 0,12 | 0,30 | 2500 | 0,93 | 0,25 | 0,27 |
| Северная Долина | 0,12 | 0,29 | 2900 | 0,96 | 0,24 | 0,25 |
| То же | 0,12 | 0,31 | 2900 | 0,97 | 0,25 | 0,28 |
| | 0,12 | 0,25 | 2900 | 0,95 | 0,27 | 0,29 |
| | 0,13 | 0,25 | 2900 | 0,95 | 0,24 | 0,26 |
| Струтынь | 0,10 | 0,22 | 2180 | 1,1 | 0,35 | 0,33 |
| Старый Самбор | 0,12 | 0,31 | 3570 | 1,33 | 0,31 | 0,29 |
| То же | 0,10 | 0,33 | 3600 | 1,35 | 0,33 | 0,32 |
| Чижевское | 0,14 | 0,18 | 4000 | - | 0,33 | 0,32 |
| Рыбальское | 0,19 | 0,22 | 2600 | 0,42 | 0,28 | 0,29 |
| Новогригорьевское | 0,20 | 0,30 | 2400 | 0,7 | 0,27 | 0,29 |
| Качаровское | 0,18 | 0,31 | 3000 | - | 0,26 | 0,24 |
| То же | 0,20 | 0,20 | 2100 | - | 0,32 | 0,35 |

сходимость результатов геофизического прогноза с результатами моделирования заводнения очень высокая.

При автомобильном режиме образования остаточной нефти задача прогноза и оценки упрощается. В этом режиме достаточно эмпирическим путем установить связи остаточного нефтенасыщения с коллекторскими свойствами и осуществлять по ним прогноз. Полученные таким образом значения $k_{он}$, очевидно, соответствуют минимальной сорбированной нефтенасыщенности.

8.2. Прогноз ОНН по результатам изучения ЗП комплексом ГИС

В некоторых случаях полностью промытая область пласта имеет маленькие размеры либо вообще может отсутствовать, что не позволяет использовать такие геофизические методы исследования, как боковое электрическое зондирование (БЭЗ), боковой метод (БМ), индукционный метод и т.д., для определения $k_{он}$ по характеристикам полностью промытой зоны. При малых значениях радиуса промытой зоны на показания геофизических методов будет оказывать сильное влияние ЗП, нефтенасыщение в которой изменяется в радиальном направлении и непостоянно во времени, т.е. это нефтенасыщение не является остаточным. На

показания микрометодов сильное влияние оказывают скважинные условия, такие как d_c , $h_{гк}$, ρ_p , наличие или отсутствие зоны кольматации.

Для расширения возможностей комплекса ГИС при оценке $k_{ов}$ можно использовать динамические модели ЗП.

В подразд. 4 установлено, что распределение коэффициентов водонасыщения в процессе формирования зоны проникновения автомодельно. В соответствии с этим пространственно-временные распределения коэффициента водонасыщения в зоне проникновения описываются единой динамической моделью

$$k_{в\ зп}(r, t) = (k_{в\ макс} - k_{ов}) \left\{ 1 - \left[\frac{r - r_c}{R_{зп}(t) - r_c} \right]^2 \right\} + k_{ов} \quad (8.2)$$

Преобразуем выражение (8.2) и прологарифмируем:

$$\lg(k_{в\ зп} - k_{ов}) = \lg(k_{в\ макс} - k_{ов}) + n \lg \left[1 - \left(\frac{r - r_c}{R_{зп} - r_c} \right)^2 \right] \quad (8.3)$$

В координатах $\lg(k_{в\ зп} - k_{ов}) - \lg \left[1 - \left(\frac{r - r_c}{R_{зп} - r_c} \right)^2 \right]$ выражение (8.3) графически можно представить прямой линией с наклоном к оси абсцисс, зависящим от величины n (рис. 123). При экстраполяции графика зависимости (8.3) до пересечения с

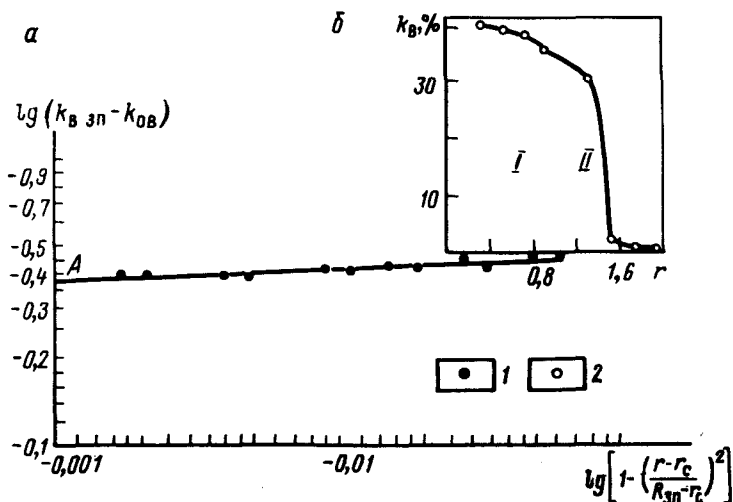


Рис. 123. Пример прогноза остаточного нефтенасыщения по комплексу геофизических исследований:

a - прогнозная зависимость; b - фактическое распределение водонасыщения. I - зона проникновения, II - переходная зона

ось ординат на этой оси фиксируется точка A с координатой $\lg(k_{в \max} - k_{ов})$. Максимальное значение коэффициента водонасыщения в ЗП можно приблизительно принять равным коэффициенту водонасыщения в полностью промытой части пласта, $k_{в \max} \approx k_{в \text{ пп}}$.

Известно, что при отсутствии газа в пласте $k_{он} = 1 - k_{в \text{ пп}}$. Таким образом находят графическим способом максимально возможное значение водонасыщения в ЗП нефтяного пласта и определяют $k_{он}$.

Для реализации способа предлагается следующее.

1. По комплексу ГИС определяют радиус зоны проникновения $R_{зп}$.

2. Определяют водонасыщение зоны проникновения геофизическими методами, имеющими различный радиус исследования, $k_{в \text{ зп}}(r_{и})$.

3. Строят график в координатах $\lg(k_{в \text{ зп}} - k_{ов}) - \lg[1 - (r - r_c)/(R_{зп} - r_c)]^2$.

4. Экстраполируют зависимость до точки A с координатой $\lg(k_{в \max} - k_{ов})$.

5. Определяют $k_{в \max} \approx k_{в \text{ пп}}$, соответствующее положению точки A .

6. Определяют коэффициент остаточного нефтенасыщения пласта.

Используем результаты моделирования вытеснения нефти водой на начальной стадии вытеснения, приведенные на рис. 123, б. Как видно из рис. 123, б, на кривой распределения водонасыщенности по длине модели можно выделить две области: I - собственно зона проникновения; II - переходная область от зоны проникновения до неизменной части пласта, в которой резко изменяется водонасыщенность. В используемом примере исходные данные: $k_{ов} = 0$, $r_c = 0$, $R_{и}/2 = r$.

1. По комплексу геофизических методов был определен радиус зоны проникновения $R_{зп} = 1,45-1,6$ м.

2. Для определения $k_{в \text{ зп}}$ используем такие геофизические методы, как НКТ и ИННК, а также зонды А0,4М0,1Н, А1М0,1Н, А2М0,5Н, А4М0,5Н, имеющие радиусы исследования, соответственно 0,2-0,3; 0,45; 0,6-0,8;

3. Определяем значения $k_{в \text{ зп}}$ при помощи указанных методов. Зонды А2М0,5Н и А4М0,5Н имеют значительные радиусы исследования, соответственно 2,25 и 4,25 м, и для нашего случая распределения водонасыщенности фиксируют водонасыщенность неизменной части нефтенасыщенного пласта. Эта водонасыщенность стремится к нулю, $k_{в} \rightarrow 0$, $\lg k_{в} \rightarrow \infty$. Таким образом, искажение прямолинейной зависимости $k_{в \text{ зп}} = f(r, R_{зп})$ свидетельствует о том, что выбранные нами геофизические методы фиксируют водонасыщение в переходной зоне и неизменной части пласта.

4. Строим график в координатах $\lg(k_{в \text{ зп}} - k_{ов}) - \lg[1 - (r - r_c/R_{зп} - r_c)^2]$, приведенный на рис. 123, а. Как видно из рисунка, разброс точек, обусловленный неопределенностью глубин геофизических методов НКТ и ИННК, а также неопределенностью глубин определения $R_{зп}$, крайне незначителен и не оказывает существенного влияния на определение $k_{он}$ по характеристикам зоны проникновения.

5. Интерполируем график до точки A с координатой $\lg(k_{в \max} - k_{ов}) = -\lg R_{в \text{ пп}}$.

6. Находим значение $k_{в \text{ пп}} = 0,42$.

7. Находим значение $k_{он} = 1 - k_{в \text{ пп}} = 0,58$.

Описанный графоаналитический метод дает возможность однозначно определить $k_{он}$ по характеристикам зоны проникновения с использованием комплекса стандартных геофизических методов.

8.3. Прогноз ОНН и его структуры по данным моделирования заводнения

В условиях лабораторного эксперимента изучается влияние коллекторских свойств и параметров вытеснения на величину ОНН. Эксперименты можно проводить еще на ранней стадии изучения месторождения и осуществлять таким образом прогноз. В подразд. 6 показано, что остаточное нефтенасыщение в условиях лабораторного эксперимента определяется динамической моделью (6.27). Для практического использования ее удобно представить в виде

$$k_{он} = k_n - AP^\alpha \quad \text{или} \quad k_{в\text{ пп}} - k_{ов} = AP^\gamma. \quad (8.4)$$

Для определения коэффициентов A и γ результаты экспериментов обрабатывают в соответствии с зависимостью (8.4). Перенос полученных данных на условия пласта осуществляется исходя из ожидаемых скоростей вытеснения нефти и средних значений коллекторских свойств.

В условиях лабораторного моделирования заводнения фильтрационно-емкостные свойства пластов (пористость, проницаемость, остаточная водонасыщенность и т.д.), условия вытеснения и поверхностно-молекулярные свойства системы нефть - вытесняющий агент являются строго фиксированными. Таким образом, известны точные значения коэффициентов, входящих в параметр P . Для прогноза, исходя из принятых при проектировании режимов разработки, поверхностно-молекулярных свойств системы нефть - закачиваемый агент и средних значений коллекторских свойств определяют значение параметра P и соответствующее ему значение прогнозного ОНН.

На рис. 124 приведена схема, поясняющая метод прогноза по результатам лабораторного моделирования. По оси абсцисс

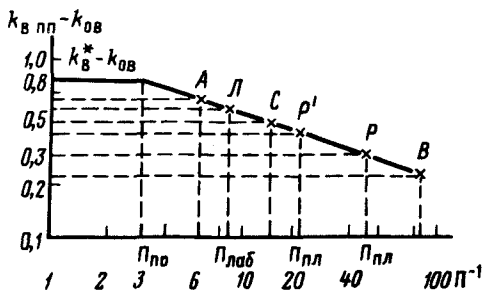


Рис. 124. Схема прогноза подвижности и извлекаемости ОНН

отложены значения параметра $1/\Pi$, по оси ординат - подвижное водонасыщение полностью промытой зоны $k_{в\text{ пп}} - k_{ов}$. По результатам лабораторных экспериментов (точки A, J, C) определяют значения параметра γ .

Рассчитывают прогнозное значение параметра Π в соответствии с принятым режимом разработки (точка P), определяют соответствующее данному режиму водонасыщение полностью промытой зоны (в нашем случае 0,3). Зная среднюю остаточную водонасыщенность пласта, определяют ожидаемое ОНН по формуле

$$k_{он} = 1 - A\Pi^\gamma - k_{ов}.$$

Далее определяют возможный диапазон изменений параметра Π , точки P' и B . При прогнозе должны учитываться вариации коллекторских свойств и возможные изменения скорости вытеснения.

Таким образом, при прогнозе на ранней стадии появляется возможность оценить ОНН. Этот способ позволяет оценить технологическую эффективность методов увеличения нефтеотдачи.

Доля капиллярно-защемленной нефти определяется по формуле

$$\Delta k_{он} = (k_{в*} - k_{ов}) - (k_{в\text{ пп}} - k_{ов}).$$

Если эта величина существенна (порядка 10% и более), то применение методов воздействия экономически целесообразно. При значениях капиллярно-защемленной остаточной нефтенасыщенности порядка нескольких процентов применение методов воздействия требует детального экономического обоснования. По этим же графикам можно оценить и ожидаемый эффект уменьшения ОНН при реализации методов воздействия.

Методы увеличения нефтеотдачи снижают поверхностное натяжение и изменяют угол смачивания, изменяют вязкость. Определяя для проектируемого метода значения параметра Π , можно оценить эффект от применения метода, используя ограниченное число экспериментальных данных. Примеры обработки исходных лабораторных данных показаны на рис. 93. В табл. 8 даны значения коэффициентов A и α , определенные по результатам лабораторных экспериментов.

8.4. Совершенствование существующих технологий изучения ОНН по данным ГИС на основе динамических моделей ОЗ

Основную информацию об ОНН в обводнившихся пластах получают с помощью ядерно-геофизических методов по результатам исследования обсаженных скважин, где методы электротометрии и ядерно-магнитного каротажа являются неинформативными. Для оценки ОНН в обсаженных скважинах используют методы импульсного нейтронного и углерод-кислородного каротажа (В. Фертль, Д. Ричардсон и др.).

В условиях пресного заводнения для оценки ОНН применяют

способы, включающие изменение режимов вытеснения (технология каротаж - закачка - каротаж).

Оценка ОНН с использованием этой технологии основана на изучении промытой зоны, образовавшейся при вскрытии пластов бурением. Имеется несколько модификаций способа, однако основное распространение в России и за рубежом получила модификация с применением импульсного нейтронного каротажа. Измерения проводят в три этапа: 1) основное после вскрытия пластов бурением; 2) после нагнетания пресной воды; 3) после нагнетания минерализованной воды с известной минерализацией.

ОНН определяется по формуле

$$k_{\text{он}} = 1 - \frac{(\Sigma_3 - \Sigma_2)}{m_0(\Sigma_{\text{мин в}} - \Sigma_{\text{пр в}})}, \quad (8.5)$$

где $\Sigma_{\text{мин в}}$, $\Sigma_{\text{пр в}}$ - макросечения захвата тепловых нейтронов минерализованной и пресной водой; Σ_3 , Σ_2 - то же с диаграмм ИНК при третьем и втором измерениях.

В основе способов, основанных на системе каротаж - закачка - каротаж, лежит предположение о том, что при повторных закачках водонасыщение промытой зоны, образовавшееся в процессе вытеснения нефти фильтратом глинистого раствора (этап первичного вскрытия пластов), остается неизменным и при нагнетании воды с заданной минерализацией.

Учет довытеснения остаточной нефти при реализации технологии каротаж - закачка - каротаж. Из анализа механизма образования промытой зоны при смене режимов вытеснения (см. подразд. 4) следует, что эта гипотеза выполняется лишь при условии постоянства значений параметра Π при первичном и последующих вытеснениях. Выполнение указанного условия технологически трудно реализуемо, так как в процессе первичного вскрытия происходит необратимое ухудшение ФСП, приводящее к увеличению значений параметра ОП. Вследствие этого коэффициенты охвата закачкой на этапе первичного вскрытия и последующих закачках существенно различаются (см. рис. 117).

Как видно из рис. 125, профили проницаемости и закачки

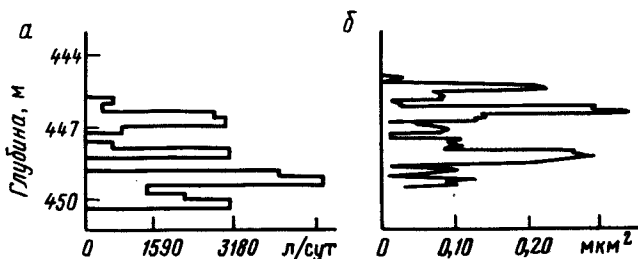


Рис. 125. Сопоставление профилей закачки (а) и проницаемости (б) при реализации технологии каротаж - закачка - каротаж

некоррелированы. Максимальный расход закачиваемой жидкости отмечается для пластов с пониженной проницаемостью. Высокопроницаемые пласты не полностью охвачены вторичным заводнением, и значение ОНН, определенное по соотношению (8.5), очевидно, будет искаженным.

Полный охват высокопроницаемых пластов вторичным заводнением может быть достигнут лишь при увеличении скорости закачки за счет повышения давления нагнетания (см. рис. 120). Однако повышение скорости закачки приведет к уменьшению параметра Π в пластах с пониженной проницаемостью. Как было показано ранее, увеличение параметра Π приводит к изменению водонасыщения промытой зоны, образовавшейся при первичной закачке, т.е. возникнут дополнительные неопределенности, связанные с разрушением ОНН при вторичной закачке. При проведении соответствующего контроля за параметрами вторичной закачки указанные неопределенности могут быть устранены путем приведения измененной ОНН к условиям первичного образования остаточной нефти. Для этого предлагается следующая схема.

1. По данным ГИС определяют пористость и проницаемость продуктивного пласта.

2. Определяют эффективную мощность пласта, в котором отмечено вытеснение нефти.

3. Проводят закачку с пластовой водой (сечение захвата $\Sigma_{в1}$) и определяют расход фильтрата.

4. По данным лабораторных исследований определяют поверхностное натяжение, краевой угол смачивания, вязкость вытесняющего агента.

5. Определяют сечение захвата составляющих флюидов $\Sigma_{в1}$, $\Sigma_{в2}$, $\Sigma_{н}$.

6. Проводят каротаж (импульсный нейтронный) для пластов с различными ФЕС. При этом определяют сечение захвата Σ_1 .

7. Определяют текущее значение коэффициента ОНН $k_{он \tau}$ для пластов с различными фильтрационно-емкостными свойствами по формуле

$$k_{он \tau} = 1 - \frac{(\Sigma_1 - \Sigma_{сж}(1 - k_n) - \Sigma_{н}k_n)}{(\Sigma_{в1}k_n - \Sigma_{н}k_n)}$$

8. Определяют величину безразмерного параметра Π_1 для условий первой закачки:

$$\Pi_1 = \frac{2\pi\tilde{\sigma}_1 \cos\theta \sqrt{k_0 m_0} H_{з\phi 1}}{q_{он1} \mu_2}$$

9. Вычисляют значение параметра α по формуле

$$\alpha = \frac{\ln(1 - k_{он \tau} - k_{об})}{\ln \Pi_1}$$

10. Проводят закачку воды контрастной солености.

11. Фиксируют расход жидкости при вторичной закачке.

12. Определяют величину безразмерного параметра Π_2 для условий вторичной закачки:

$$\Pi_2 = \frac{2\pi\tilde{\sigma}_2 \cos\theta_2 \sqrt{k_0 m_0 h_2 \phi_2}}{q_{он2} \mu_2}$$

13. Находят значение остаточной нефтенасыщенности по формуле

$$k_{он} = 1 - \frac{(\Sigma_1 - \Sigma_2)}{m_0 \left\{ \left[\frac{\Sigma_{в1}}{\Sigma_{в2}} - \left(\frac{\Pi_2}{\Pi_1} \right)^\alpha \right] + \Sigma_n \left[\left(\frac{\Pi_2}{\Pi_1} \right)^\alpha - 1 \right] \right\}}, \quad (8.6)$$

где Σ_1 - сечение захвата пласта с водой с сечением $\Sigma_{в1}$ во время первого сеанса каротажа, m^2 ; Σ_2 - сечение захвата пласта с водой с сечением $\Sigma_{в2}$ во время второго сеанса каротажа, m^2 ; Σ_n - сечение захвата нефти, m^2 ; $k_{он\tau}$ - коэффициент текущего нефтенасыщения полностью промытой зоны.

Таким образом, получаем соотношение (8.6), которое по системе каротаж - закачка - каротаж позволяет получать $k_{он}$ с учетом изменения условий вытеснения.

Необходимым условием применимости системы является стабилизация водонасыщения промытой зоны при вторичной закачке. Требования к условиям образования промытой зоны при вскрытии пластов бурением рассмотрены ранее.

Учет влияния структурных эффектов при оценках ОНН по технологии КЗК. Как было показано в подразд. 4, структурные эффекты оказывают существенное влияние на изменение минерализации ОЗ при реализации технологии КЗК. Однако влияние этих эффектов на информативность оценок ОНН по данным ГИС не исследовано.

Как указывалось, неполнота вытеснения при повторных закачках связана с масштабными (неоднородность) и структурными эффектами в ОЗ. Количественно абсолютная погрешность оценки ОНН при реализации КЗК с использованием ИНК за счет невытеснения воды при повторных закачках будет зависеть от количества невытесненной пластовой воды ($k_{вн}$) и от ее нейтронных свойств ($\Sigma_{вн}$). В отличие от соотношений, полученных Д. Ричардсоном, соотношения для Σ_1 и Σ_2 при неполном вытеснении воды при последующих закачках имеют вид

$$\Sigma_1 = \Sigma_{ск}(1 - m) + \Sigma_{в1}(1 - k_{он})m + \Sigma_n k_{он}m + \Sigma_{вн} k_{вн}m, \quad (8.7)$$

$$\Sigma_2 = \Sigma_{ск}(1 - m) + \Sigma_{в2}(1 - k_{он})m + \Sigma_n k_{он}m + \Sigma_{вн} k_{вн}m, \quad (8.8)$$

$$k_{он} = 1 - k_{в} - k_{вн}.$$

Решая эти соотношения, получаем

$$k_{он} = 1 - \frac{\Sigma_1 - \Sigma_2}{m(\Sigma_{в1} - \Sigma_{в2})} - k_{вн}.$$

Из соотношения (8.9) следует, что значения ОНН, опреде-

ленные по технологии КЗК, соответствуют суммарному количеству остаточной нефти и невытесненной пластовой воды.

Сравнивая соотношения (8.8) и (8.9), приходим к выводу, что абсолютная погрешность оценки ОНН за счет неполноты вытеснения при вторичной закачке и полученные значения ОНН окажутся заниженными относительно пластовых.

В общем случае при реализации технологии КЗК возможно одновременное проявление эффектов недовытеснения пластовой воды, изменения ее минерализации и довытеснения остаточной воды. В этом случае

$$\Sigma_1 = \Sigma_{\text{СК}}(1 - m) + k_{\text{ОН1}}m(\Sigma_{\text{Н}} - \Sigma_{\text{В1}}) + \Sigma_{\text{В1}}m + mk_{\text{ВН1}}(\Sigma_{\text{ВН1}} - \Sigma_{\text{В1}})$$

$$\Sigma_2 = \Sigma_{\text{СК}}(1 - m) + k_{\text{ОН2}}m(\Sigma_{\text{Н}} - \Sigma_{\text{В2}}) + \Sigma_{\text{В2}}m + mk_{\text{ВН2}}(\Sigma_{\text{ВН2}} - \Sigma_{\text{В2}})$$

Решая эти соотношения, имеем

$$\left| k_{\text{ОН1}}(\Sigma_{\text{Н}} - \Sigma_{\text{В1}}) - k_{\text{ОН2}}(\Sigma_{\text{Н}} - \Sigma_{\text{В2}}) \right| = \frac{\Sigma_1 - \Sigma_2}{m} - (\Sigma_{\text{В1}} - \Sigma_{\text{В2}}) - k_{\text{ВН1}}(\Sigma_{\text{ВН1}} - \Sigma_{\text{В1}}) - k_{\text{ВН2}}(\Sigma_{\text{ВН}} - \Sigma_{\text{В2}}).$$

Из последнего соотношения следует, что в общем случае при неконтролируемом вытеснении пластовой воды и нефти оценки ОНН по технологии КЗК могут быть как завышенными, так и заниженными относительно пластовых значений. При последующих закачках оценки составляют величину, равную объемному содержанию невытесненной воды:

$$|\Delta k_{\text{ОН}}| = k_{\text{ВН}}.$$

При изменении минерализации невытесненной пластовой воды за счет диффузионных и массообменных процессов

$$\Sigma_1 = \Sigma_{\text{СК}}(1 - m) + \Sigma_{\text{ОН}}k_{\text{ОН}}m + \Sigma_{\text{В1}}k_{\text{В}}m + \Sigma_{\text{ВН1}}k_{\text{ВН1}}m, \quad (8.10)$$

$$\Sigma_2 = \Sigma_{\text{СК}}(1 - m) + \Sigma_{\text{ОН}}k_{\text{ОН}}m + \Sigma_{\text{В2}}k_{\text{В}}m + \Sigma_{\text{ВН2}}k_{\text{ВН2}}m, \quad (8.11)$$

$$k_{\text{ОН}} = 1 - k_{\text{В}} - k_{\text{ВН}}, \quad (8.12)$$

откуда значения ОНН, полученные по системе КЗК, будут

$$k_{\text{ОН}} = 1 - \frac{\Sigma_1 - \Sigma_2}{m(\Sigma_{\text{В1}} - \Sigma_{\text{В2}})} - \frac{k_{\text{ВН}}(\Sigma_{\text{ВН1}} - \Sigma_{\text{ВН2}})}{\Sigma_{\text{В1}} - \Sigma_{\text{В2}}}.$$

Из сравнения полученного соотношения с формулой (8.9) следует, что в этом случае абсолютная погрешность дополнительно определяется различием значений сечения захвата невытесненной пластовой воды при первичной и последующих закачках относительно соответствующей разницы в сечениях закачиваемой воды:

$$|\Delta k_{\text{ОН}}| = \frac{k_{\text{ВН}}(\Sigma_{\text{ВН1}} - \Sigma_{\text{ВН2}})}{\Sigma_{\text{В1}} - \Sigma_{\text{В2}}}.$$

За счет эффектов недовытеснения при закачках значения ОНН оказываются завышенными относительно истинных пластовых значений.

Как указывалось, при реализации технологии КЗК возможно довытеснение остаточной нефти в случае, если значения параметра Π при вторичных закачках превышают соответствующие значения при первичных. В этом случае соотношения для Σ_1 и Σ_2 будут иметь вид

$$\Sigma_1 = \Sigma_{\text{ск}}(1 - m) + \Sigma_{\text{н}}k_{\text{он}1}m + \Sigma_{\text{в}1}k_{\text{в}1}m, \quad (8.13)$$

$$\Sigma_2 = \Sigma_{\text{ск}}(1 - m) + \Sigma_{\text{н}}k_{\text{он}2}m + \Sigma_{\text{в}2}k_{\text{в}2}, \quad (8.14)$$

$$k_{\text{он}1} - k_{\text{он}} = k_{\text{в}2} - k_{\text{в}1}. \quad (8.15)$$

Из последних соотношений следует, что

$$k_{\text{он}1} = \frac{\Sigma_1 - \Sigma_2}{m(\Sigma_{\text{в}1} - \Sigma_{\text{н}})} + k_{\text{он}2},$$

т.е. по технологии КЗК регистрируется не ОНН пласта, а разность значений ОНН при первичной и вторичной закачках.

Регулирование состояния ОЗ при реализации технологии КЗК.

В пластах, содержащих подвижную остаточную нефть, при их вскрытии в ОЗ формируется ОНН, отличающаяся от пластовой. В этом случае образование ОНН при реализации технологии КЗК определяется комплексом параметров, характеризующих условия вскрытия пластов бурением, перфорацией, цементированием скважин, динамикой изменения ФСП в ОЗ и технологическими режимами повторных закачек.

Образующаяся таким образом ОНН в ОЗ может оказаться нехарактерной для пласта в целом по двум причинам: во-первых, в пластах с различными ФЕС охват пластов процессами вытеснения получается существенно различным; во-вторых, ОНН в ОЗ образуется при различных режимах вытеснения и требуется приведение полученных значений ОНН в ОЗ к условиям вытеснения в пласте.

Если изменение режима вытеснения при повторных закачках можно учитывать и регулировать, то вытеснение нефти из ОЗ при вскрытии и других технологических операциях по сооружению скважины практически неуправляемо и неконтролируемо.

Для регулирования состояния ОЗ предполагалось осуществлять воздействие на околоскважинную зону гидродинамическими, физико-химическими, акустическими, тепловыми, радиационными и электрическими полями. Этот подход оказался весьма эффективным при решении задач выделения коллекторов, определении значений пористости и ее типа (см. подразд. 1.3), однако он неприменим для оценок ОНН, так как при воздействии полями происходит дальнейшее неконтролируемое

изменение ОНН (разгазирование остаточной нефти и ее вытеснение, изменение поверхностного натяжения и вязкости флюидов, изменение типа смачиваемости и другие параметры).

Кроме того, возникают и чисто технические трудности, такие как неконтролируемый охват воздействием, необходимость глушения скважины после проведения закачки реагентов, интегральное воздействие на значительные толщины пластов. В результате действия этих факторов изменение ОНН может происходить в процессе реализации самой технологии КЗК.

В пластах, содержащих подвижную остаточную нефть, для решения проблемы оценки ОНН предлагается регулировать процессы вытеснения, используя специальную технологию, включающую восстановление природных свойств пласта-коллектора в ОЗ, восстановление пластового нефтенасыщения, проведение вытеснения нефти из прискважинной области в режиме пластового вытеснения и реализацию технологии КЗК при тех же условиях вытеснения (Н.Н. Михайлов, Р.С. Яремийчук и др.).

Важное условие реализации технологии - требование необходимости одновременной реализации операций по восстановлению пластового нефтенасыщения и при закачке реагентов и геофизических измерений. Это требование реализуется в результате последовательной герметизации исследуемых участков разреза при помощи пакеров с одновременными замерами в подпакерной области геофизическими приборами.

Как указывалось ранее, при вытеснении нефти фильтратом образуется полностью промытая зона с текущим ОНН при отношении капиллярного перепада давлений к гидродинамическому, соответствующем условиям вскрытия пластов бурением. Для приведения ОНН к условиям его образования в обводняющихся пластах используется связь $(1 - k_{\text{ОН Т}}) = \Delta P^V$.

Из-за снижения охвата исследуемых пластов процессом вытеснения в некоторой части пластов процесс вытеснения или не реализуется совсем, или реализуется не полностью, что уменьшает точность и достоверность оценки ОНН по значениям текущего ОНН ОЗ. Процесс восстановления природного состояния ОЗ проводится на базе технологии воздействия на эти зоны многократными управляемыми депрессиями-репрессиями, реализуемыми при помощи струйных аппаратов.

Технологический процесс включает в себя следующие основные этапы работ: подготовку скважины, наземного и скважинного оборудования; выбор режимов работы струйного аппарата; порядок проведения работ по циклическому воздействию на пласт; заключительные работы; основные требования техники безопасности.

Технологический процесс может применяться на скважинах со следующими геолого-литологическими и техническими характеристиками: 1) пористость и проницаемость продуктивных отложений должна быть не ниже критических значений для данного

месторождения; 2) продуктивный горизонт должен быть представлен устойчивыми породами, не склонными к разрушению; 3) внутренний диаметр обсадной колонны должен быть не менее 118 мм; 4) искривление ствола скважины не должно превышать 1° на 10 м интервала скважины; для создания знакопеременных нагрузок на ПЗП в скважину в компоновке с НКТ на расчетную глубину спускаются струйные аппараты различных типов (стационарные либо вставные); установленный под аппаратом пакер исключает передачу давления на пласт при работе струйного насоса.

После восстановления фильтрационных свойств ОЗ существующее ОНН в промытой зоне разрушалось под влиянием знакопеременного гидродинамического перепада давлений. Для получения ОНН вызывают приток нефти в скважину.

Вызов притока из пласта рекомендуется проводить созданием циклического воздействия на пласт последовательно на трех режимах работы ($p_1 = 0,5\Delta p_{\text{доп}}$, $p_2 = 0,75\Delta p_{\text{доп}}$, $p_3 = \Delta p_{\text{доп}}$) в соответствии с определенными значениями допустимой депрессии и давлениями прокачки рабочей жидкости для конкретных геолого-технических условий скважины.

Основной критерий определения продолжительности воздействия (количество циклов) - отсутствие в выходящем потоке механической примеси, бурового раствора, а также стабилизация продуктивности скважины. По окончании циклического воздействия производится непрерывная откачка пластовой жидкости в течение 2-3 ч в режиме оптимальной депрессии для окончательной очистки забоя. За оптимальную величину депрессии в процессе очистки ОЗ принимается то ее значение, при котором получен наибольший приток за единицу времени работы.

Особенность технологического процесса - то, что он позволяет создавать заданную депрессию на пласт и при необходимости управлять ее величиной и продолжительностью, многократно повторять циклы депрессия - репрессия на пласт.

Гидродинамическое воздействие на пласт в режиме депрессия - репрессия осуществляется прокачкой через струйные аппараты рабочей жидкости (технической воды) при расчетном давлении. Рекомендуется в течение первых пяти-шести циклов работу производить в следующем режиме: 10-15 мин депрессии и 3-5 мин репрессии на пласт. В дальнейшем постепенно увеличивается продолжительность депрессии до 25-30 мин с остановкой агрегатов на 15-20 мин. После этого осуществляется процесс вытеснения нефти из околоскважинной зоны в режиме разработки пласта.

Условия вытеснения, соответствующие заданному режиму вытеснения, выбирают исходя из анализа разработки. При этом значения параметра П для пластов с известными ФЕС являются фиксированной величиной ($P = P_v$). Зная поверхностно-молекулярные свойства системы нефть - вытесняющий агент и

толщину пласта, определяют расход закачиваемой жидкости из соотношения

$$q = \frac{2\pi\sigma \cos\theta \sqrt{kmh}}{\Pi_v \mu_v} .$$

Процесс вытеснения проводят до образования зоны проникновения ($R_{зп}$) размером не менее 1,5-2 м.

Время вытеснения t_v определяют исходя из соотношения $t_v = 2\pi\tau_{om}(1 - k_{об})h(R_{зп}^2 - r_c^2)/q$.

После вытеснения проводятся замеры ОНН по стандартной технологии КЗК. Полученные значения ОНН принимаются за пластовые.

Использование этой технологии весьма перспективно, так как она обеспечивает измерение ОНН одновременно с восстановлением физических свойств околоскважинной зоны и при заранее заданном режиме вытеснения.

Внедрение. Предлагаемые в настоящей главе способы и методики геотехнологической оценки ОНН по промытой зоне нашли отражение в руководящих документах и использованы в системе Миннефтепрома бывшего СССР.

9. Использование индикаторных методов для геотехнологических оценок остаточных запасов

Наиболее эффективным из косвенных методов оценки остаточной нефтенасыщенности считается метод с использованием химического индикатора в отдельной скважине или метод обратной промывки, разработанный в США. Этот метод позволяет измерить среднюю остаточную нефтенасыщенность пласта в объеме нескольких сотен кубических метров с точностью 2-3%. Первые лабораторные эксперименты по использованию химического индикатора для оценки ОНН были проведены Х.А. Динсом в 1967 г.

Суть эксперимента состояла в следующем. Этилацетат нагнетался в песчаный образец, содержащий очищенную нефть. За зоной эфира следовала зона нормального раствора Na_2CO_3 . При взаимодействии воды с высоким рН часть этилового эфира в результате гидролиза превращается в этиловый спирт, а часть - растворяется в нефти. Через некоторое время (необходимое для гидролиза) начинается откачка закачанных в образец флюидов. Скорость перемещения этилового спирта выше скорости эфира, поэтому он возвращается первым. На входе образца измеряется концентрация первичного (этилового эфира) и вторичного (этилового спирта) индикаторов. Расстояние между двумя пиками концентрации зависит от величины оста-

точной нефтенасыщенности и применяется для ее оценки. Первый полевой эксперимент был проведен в 1968 г. Дж. Томичем.

Применение раствора Na_2CO_3 для нефтяных месторождений недопустимо, так как выпадающий осадок CaCO_3 закупоривает пласт. Поэтому в этом эксперименте эфир нагнетался без оторочки соленого раствора и гидролизровался в условиях пластовой температуры пластовой воды. На результаты этого эксперимента значительно повлияло движение флюида в пласте во время закрытия скважин.

Следующие эксперименты проводились в 1969 г. для установления скорости реакции, определения зависимости эффективности метода от количества закачиваемых в пласт объемов, изучения влияния смещения флюида во время закрытия скважины на точность оценки ОНН и др. Эти эксперименты дали обнадеживающие результаты и позволили разработать технологию метода оценки ОНН с помощью химического индикатора в одиночной скважине.

Этот метод состоит из трех основных этапов. На первой фазе эксперимента раствор, содержащий первичный индикатор - эфир, нагнетается в пласт. Этот раствор продвигается в пласте за счет нагнетания большого количества минерализованного раствора NaCl или, что предпочтительнее, пластовой воды. Затем скважина закрывается на период в несколько дней. Начинается вторая фаза эксперимента, во время которой часть эфира растворяется в нефти, а часть превращается в результате гидролиза в спирт (вторичный индикатор). Затем на третьей стадии эксперимента скважина начинает работать на добычу. Концентрации двух индикаторов периодически регистрируются на скважине, как функции извлеченного объема. Хроматографическая задержка индикаторов используется для оценки остаточной нефтенасыщенности.

Количественная интерпретация метода обратной промывки опирается на экспериментальные результаты и математическую модель, описывающую технологический процесс данного метода. Но об этом пойдет речь ниже, а сейчас предоставим читателю возможность ознакомиться с методикой эксперимента в одиночной скважине, детально разработанной Х. Динсом, С. Мейджером, Дж. Томичем, и требованиями к скважине и индикатору.

Скважина, выбранная для проведения эксперимента, должна удовлетворять следующим требованиям.

1. Скважина должна быть завершена в исследуемом интервале. Исследуемый пласт должен быть хорошо истощен. Желательно сокращение добычи нефти до 2%.

2. Скважина должна быть очищена от осадков путем применения чистильного каната или каким-либо другим способом. Насосно-компрессорная труба должна быть освобождена от накипи.

3. Рассматриваемый метод дает среднюю по мощности величину остаточной нефтенасыщенности, поэтому нежелательно исследовать мощные зоны как однородный интервал. Как пра-

вило, в данном методе толщина исследуемого пласта варьируется от 2,4 до 30,5 м.

4. Выбранная скважина не должна использоваться для заводнения до эксперимента, поскольку большие объемы нагнетаемой воды приводят к вымыванию растворимых фракций и заниженным оценкам остаточной нефтенасыщенности.

5. Качество эксперимента зависит от того, насколько поток раствора с индикатором близок к радиальному (поток должен быть радиальным и обратимым для получения эффективных оценок ОНН). В связи с этим очень важна вертикальная изоляция.

6. На результатах эксперимента сказывается заканчивание скважины. Очень важно свести к минимуму объемы в скважине и в системе труб на поверхности. Желательно устанавливать насосно-компрессорные трубы вблизи кровли исследуемого интервала. На стадиях нагнетания и добычи следует избегать оттоков флюида в межтрубное пространство, кольцевое пространство и т.д. в зависимости от типа добывающего механизма. Применение газлифта нежелательно из-за потери эфиров на газлифта.

При проведении эксперимента следует обратить внимание на одно очень важное обстоятельство: растворы этила, взаимодействуя с эластичными материалами, вызывают их набухание. Поэтому, прежде чем приступить к выполнению эксперимента необходимо проверить прокладки, изоляцию, предварительно пропитав их 1%-ным раствором эфира.

7. Для фазы нагнетания желательно использовать пластовую воду, что позволит избежать дополнительных массообменных процессов между закачиваемым раствором и вмещающими породами, контраста в минерализации нагнетаемой жидкости и пластовой воды. При различиях в минерализации пластовой и нагнетаемой воды неизбежно появляется зона смешения, что в свою очередь приводит к изменению коэффициента равновесного распределения K_1 и ошибкам интерпретации.

Как уже отмечалось выше, технология метода обратной промывки содержит три стадии. Рассмотрим подробно каждую из них.

На первой стадии происходит закачивание в пласт индикатора в виде оторочки. Схема установки для нагнетания представлена на рис. 126. Из резервуара 1 извлекается с помощью центробежного насоса 2 раствор, который, проходя через фильтры 3, смешивается в миксере 7 с химическим индикатором, находящимся в емкости 5 и извлекаемым с помощью насоса 6. Ход насоса 6 устанавливается так, чтобы можно было получить желаемую концентрацию индикатора. Концентрация индикатора определяется с помощью хроматографа 9. Затем раствор индикатора с помощью насоса 11 подается в скважину. Если для нагнетания с заданной скоростью (зависящей от расчетного значения раствора) требуется избыточное давление, то расчетная скорость работы насоса должна быть снижена. В этом слу-

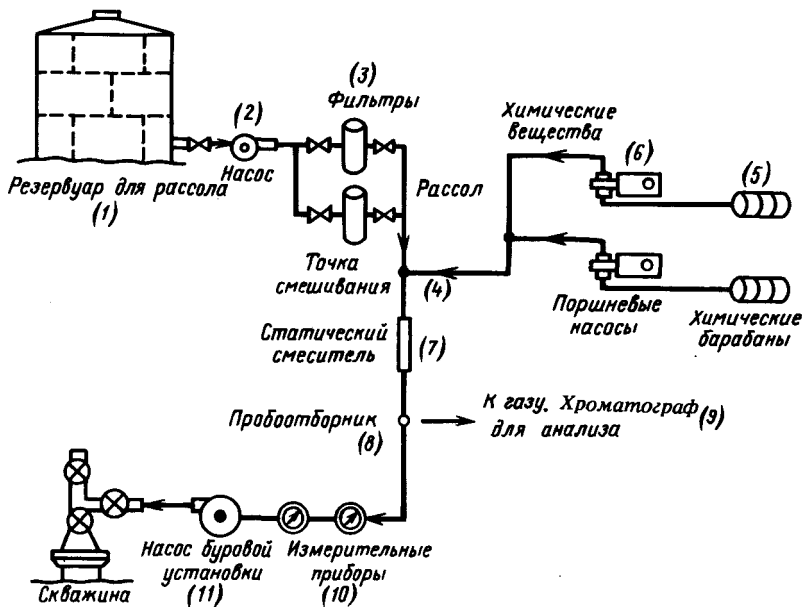


Рис. 126. Схема установки для проведения эксперимента в одиночной скважине

чае и следует изменить скорость работы насоса б для поддержания необходимой расчетной концентрации индикатора.

Нагнетание продолжается до тех пор, пока не будут закачаны все расчетные объемы. Нагнетаемые объемы для большинства экспериментов находятся в диапазоне 20-38 м³ на 1 м мощности исследуемого пласта. Чувствительность метода зависит от величины f , называемой профилем нагнетания и определяемой как отношение закачиваемого объема раствора индикатора $Q_{\text{инд}}$ к общему объему жидкости, закачиваемой в пласт Q , т.е. $f = Q_{\text{инд}}/Q$. Общий объем нагнетаемого флюида является суммой объема раствора индикатора и объема пластовой воды, применяемого для проталкивания индикатора в пласт. Наибольшая чувствительность достигается тогда, когда f находится в диапазоне 0,25-0,5.

После закачивания всех необходимых объемов скважина закрывается, начинается вторая стадия - стадия реакции. Времени, в течение которого скважина закрыта, должно быть достаточно для гидролиза. Из результатов экспериментов Х. Динса следует, что наибольшая чувствительность метода достигается, когда время продолжительности гидролиза $t_{\text{гидр}}$ определяется равенством

$$t_{\text{гидр}} = 2 t_{\text{зак}} [1 + v_{\text{зак}}/v_{\text{доб}}], \quad (9.1)$$

где $t_{\text{зак}}$ - время закачивания флюидов; $v_{\text{зак}}$, $v_{\text{доб}}$ - скорости нагнетания и добычи.

Гидролиз 10% поступившего в пласт эфира является нижним пределом, а 80% принимается за верхний предел. Доля эфира, вступившего в реакцию, определяется соотношением

$$\eta = 1 - e^{-Kt_{\text{общ}}/2},$$

где K - константа скорости гидролиза; $t_{\text{общ}}$ - общее время эксперимента.

Общее время эксперимента зависит от нагнетаемого объема, скоростей закачки и добычи и может быть вычислено по формуле

$$t_{\text{общ}} = Q[3/v_{\text{зак}} + 4/v_{\text{доб}}].$$

Согласно условию гидролиза $0,1 < \eta < 0,8$. Это соотношение накладывает определенные ограничения на константу скорости гидролиза K , которая зависит от вида эфира и от пластовых условий (в первую очередь от температуры), т.е. константа K должна удовлетворять неравенству

$$0,1/t_{\text{общ}} < K < 3,2/t_{\text{общ}}.$$

Таким образом, мы приходим к проблеме выбора индикатора.

Применяемые в методе обратной промывки индикаторы должны удовлетворять следующим требованиям: индикатор должен вступать в реакцию с пластовой водой при пластовой температуре с достаточной скоростью и образовывать стабильный продукт; должен иметь коэффициент равновесного распределения $K_1 = 2-10$, причем коэффициент распределения первичного индикатора K_1 должен отличаться от коэффициента распределения продукта (вторичного индикатора) K_2 ; желательно иметь значения K_2 близкие к нулю; индикатор должен обладать малой адсорбционной способностью.

Поскольку константа скорости реакции зависит от температуры, выбор индикатора также определяется пластовыми условиями. При низких температурах (< 49 C) предпочтительнее применять форматы, имеющие высокую реактивность, при температуре выше 49 C применяются ацетаты.

В данном методе наиболее широко используются этилацетат (вторичный индикатор - этанол) и пропилацетат (вторичный индикатор - пропанол). На рис. 127 представлена зависимость коэффициента равновесного распределения K_1 от температуры пласта для этилацетата и пропилацетата при различных значениях минерализации пластовой воды. Найдена довольно грубая зависимость вида

$$K_1(\text{ETAC}) = 2,4 + [1 + C/24000] ((T^{\circ}\text{F} - 60)/100),$$

$$K_1(\text{PRFR}) = 7 + C/33000,$$

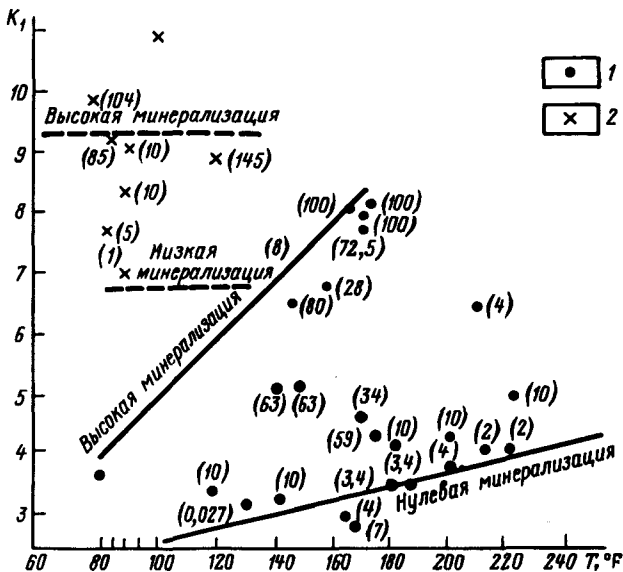


Рис. 127. Зависимость коэффициента равновесного распределения k_1 от температуры пласта для этилацетата и пропилформата.
 1 - EtAc ; 2 - PRFR . В скобках указана минерализация пластовой воды ($10^{-4}\%$)

где C - минерализация пластовой воды (в $0,1\%$), позволяет оценить K_1 с точностью $20-30\%$. Приведем значения коэффициентов равновесного распределения для наиболее часто применяемых индикаторов

| Индикатор | K_1 |
|---------------------------|-------|
| Метилацетат | 1,6 |
| Этилацетат | 5,2 |
| Изопропилацетат | 12,0 |
| Пропилацетат | 16,0 |
| Пропилформат | 9,9 |
| Этилформат | 1,9 |

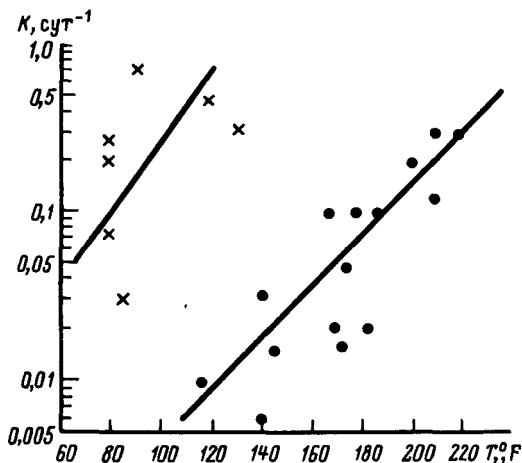
На рис. 128 представлены аналогичные зависимости константы скорости гидролиза K от температуры пласта для этилацетата и пропилформата соответственно. Для приближенной оценки K можно воспользоваться формулами аппроксимации

$$\log K_{(\text{EtAc})} = -(6244,4 / (T^\circ\text{F} + 460)) + 8,6,$$

$$\log K_{(\text{PRFR})} = -1561 / (T^\circ\text{F} + 460) + 1,95.$$

Основными данными, от которых зависит интерпретация эксперимента, являются профили концентраций первичного и

Рис. 128. Зависимость константы скорости гидролиза K от температуры пласта для этилацетата и пропилформата. Условные обозначения см. на рис. 127.



вторичного индикаторов, полученные при отборе закачанных на первом этапе объемов. Для получения надежных измерений концентраций требуется качественный отбор проб и эффективный аналитический метод. Поэтому при отборе проб должны быть соблюдены определенные условия. Точка отбора проб должна находиться как можно ближе к оголовку скважины. Образец должен отбираться из текущего потока. Перед отбором образцов необходимо тщательно очистить пробоотборные ниши.

Пробы должны отбираться настолько часто, чтобы их можно было анализировать на месте, однако интервал отбора не должен быть меньше интервала добычи 1% закачанного в пласт объема. Образцы должны быть помещены в холодильник во избежание дальнейшего гидролиза эфира. Не рекомендуется помещать образцы в резиновые стоперы ввиду высокой растворимости эфиров в резине. Желательно свести к минимуму испаряемость индикаторов. Эффективным может оказаться способ помещения пробоотборной ниши в ледяную ванну. Образцы анализируются на газхроматографе.

Во время отбора проб заполняется лист наблюдений, который должен содержать следующие данные: время отбора, объемы нагнетаемого и добытого флюида, номер пробы, результаты хроматографии, скорость течения, температура флюида, pH, минерализация и другие данные, касающиеся изменений в добываемом флюиде (появление газа, нефти, твердых компонентов и др.). Эти дополнительные замечания могут помочь при интерпретации аномальных кривых.

Полученных данных вполне достаточно для построения профилей концентраций (зависимостей концентраций первичного и вторичного индикаторов от добытых объемов жидкостей). Объем извлеченного флюида определяется как произведение скорости

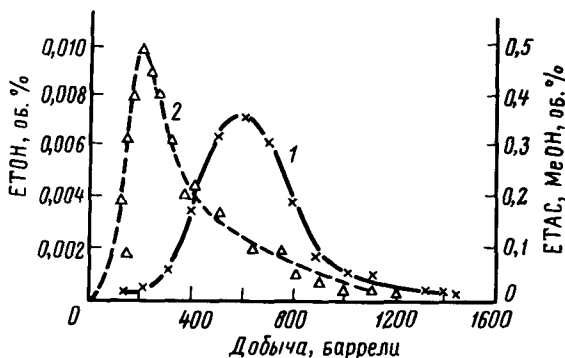


Рис. 129. Экспериментальные профили концентрации первичного (1) и вторичного (2) индикаторов, полученные при отборе закаченных объемов

добычи на время. Таким образом, профиль концентрации представляет собой по существу график зависимости концентрации от времени.

Стандартный вид экспериментальных профилей концентрации представлен на рис. 129. Как правило, профиль концентрации первичного индикатора имеет куполообразную форму, максимум концентрации обычно совпадает с ожидаемым добытым объемом. Кривая вторичного индикатора имеет ярко выраженный максимум, который достигается раньше. Именно это различие в положении пиков концентраций первичного и вторичного индикаторов является мерой количественной оценки остаточной нефтенасыщенности. Коэффициент остаточной нефтенасыщенности $k_{он}$ может быть вычислен по формуле С. Шеели, Д. Балдвина

$$k_{он} = (Q_1/Q_2 - 1)/(Q_1/Q_2 - 1 + K_1) \quad (9.2)$$

или

$$k_{он} = \beta/(\beta + K_1), \quad (9.3)$$

где $\beta = Q_1/Q_2 - 1$.

Здесь Q_1, Q_2 - извлеченные объемы, соответствующие максимуму концентрации первичного и вторичного индикаторов; K_1 - коэффициент равновесного распределения первичного индикатора. Параметр β называется коэффициентом задержки индикатора.

Значения извлеченных объемов Q_1 и Q_2 можно получить непосредственно из эксперимента путем численного интегрирования выражения

$$Q_i = \int_0^{\alpha} C_i(Q) Q dQ / \int_0^{\alpha} C_i(Q) dQ, \quad i = 1, 2, \quad (9.4)$$

где C_i - концентрация первичного (вторичного) индикатора как функция извлеченного объема.

Высокая дисперсия, скорость смещения флюида, необратимость потока существенно искажают характер распределения концентраций, влияют на точность оценки остаточной нефтенасыщенности. В случае сильного смещения флюида значения Q должны быть введены соответствующие поправки. Кроме того, ошибки в определении коэффициента равновесного распределения, недоучет пластовых условий могут также служить источником погрешности в оценке $k_{он}$.

Формула (9.2) получена в предположении полной обратимости потока, отсутствия реакции во время нагнетания, отсутствия дисперсии. Если в реальных условиях ни одно из этих условий не выполняется, то эта формула может быть использована для грубой предварительной оценки $K_{он}$.

Для реальных объектов справедлива формула (Х. Динс, Дж. Томич)

$$k_{он} = \beta / (\beta + K_1),$$

где

$$\beta = (Q_1/Q_2 - 1) / \left(1 + \frac{(1+r)R/2}{1+(1+r)R} \frac{Q_1}{Q_2} \right),$$

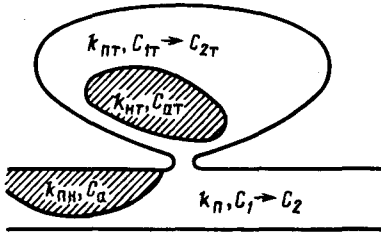
$$r = t_{доб}/t_{зак}, \quad R = t_{зак}/t_{гидр}.$$

Изложенная методика применима для терригенных отложений, для карбонатных коллекторов со сложной структурой порового пространства и с высокими значениями коэффициента дисперсии требуется дополнительное исследование.

Математическое описание метода обратной промывки (его математическая модель) позволяет получить количественную оценку остаточной нефтенасыщенности. Но прежде чем использовать модель при изучении пластов, ее нужно настроить на определенные геологические условия и добиться соответствия результатам опробования (Т.Н. Кольчицкая, 1992).

Система уравнений, описывающая технологический процесс данного метода, в качестве входных данных содержит две группы параметров. К первой группе относятся геологические параметры (пористость, глинистость и т.д.), скорость закачки, коэффициент равновесного замедления; ко второй - константы скорости гидролиза, коэффициент радиальной дисперсии, коэффициент задержки индикатора. Параметры первой группы во время моделирования остаются постоянными. Меняя значения параметров второй группы, можно добиться минимального расхождения между расчетными и экспериментальными кривыми распределения концентраций первичного и вторичного индикатора. То значение параметра β , при котором достигнута наилучшая сходимость, соответствует значению остаточной

Рис. 130. Структурная модель и распределение флюидов в поровом пространстве терригенного коллектора



нефтенасыщенности (см. формулу (9.3)), т.е. количественная оценка остаточной нефтенасыщенности исследуемого интервала определяется путем сопоставления измеренных в промысловых условиях параметров с результатами моделирования.

Рассмотрим неоднородный пласт, содержащий тупиковые поры. Предположим, что остаточная нефть содержится как в проточных, так и в тупиковых порах (рис. 130). Математическая модель, соответствующая технологическому режиму индикаторного метода в одиночной скважине, должна содержать два уравнения движения для первичного и вторичного индикаторов, уравнение, описывающее процесс растворения первичного индикатора в нефти, уравнение реакции гидролиза и уравнение, соответствующее массообмену с тупиковыми порами. Реакция гидролиза и процесс растворения представляют собой реакции первого порядка и описываются линейными уравнениями.

Введем следующие обозначения: C_1, C_2 - концентрации в проточных порах первичного и вторичного индикаторов; C_n, C_{nT} - концентрация первичного индикатора, растворенного в нефти в открытых и тупиковых порах; C_{1T}, C_{2T} - концентрация в тупиковых порах первичного и вторичного индикатора; k_n - открытая пористость; k_{nT} - доля тупиковых пор в объеме породы; k_n, k_{nT} - доля пор, занятых остаточной нефтью в открытых и тупиковых порах; K - константа скорости гидролиза; γ - коэффициент, характеризующий скорость массообмена между проточными и тупиковыми порами.

Полевые исследования проводятся в основном в радиальном потоке, поэтому воспользуемся цилиндрической системой координат и будем считать движение осесимметричным. В принятых обозначениях соответствующая процессу система уравнений в цилиндрических координатах имеет вид

$$\left\{ \begin{aligned} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r D_1^* \frac{\partial C_1}{\partial r} \right) - \frac{Q_1}{r} \frac{\partial C_1}{\partial r} - K C_1 &= k_n \frac{\partial C_1}{\partial t} + k_{nT} \frac{\partial C_{1T}}{\partial t} + k_{nT} \frac{\partial C_{2T}}{\partial t}, \\ \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r D_2^* \frac{\partial C_2}{\partial r} \right) - \frac{Q_2}{r} \frac{\partial C_2}{\partial r} - K C_2 &= k_n \frac{\partial C_2}{\partial t} + k_{nT} \frac{\partial C_{2T}}{\partial t}, \end{aligned} \right.$$

$$\left\{ \begin{aligned} k_{пт} \frac{\partial C_{1r}}{\partial t} + k_{нт} \frac{\partial C_{aT}}{\partial t} &= \gamma(C_1 - C_{1r}) - KC_{1r}, \\ k_{пт} \frac{\partial C_{2r}}{\partial t} &= \gamma(C_2 - C_{2r}) + KC_{1r}, \\ C_a &= K_1 C_1, \\ C_{aT} &= K_1 C_{1r}. \end{aligned} \right. \quad (9.5)$$

Граничные условия:

$$\left\{ \begin{aligned} C_1(r, 0) = C_2(r, 0) = C_{1r}(r, 0) = C_{2r}(r, 0) &= 0; \\ C_1(k, 0) = C_2(r, 0) = C_{1r}(r, 0) = C_{2r}(r, 0) &= 0; \\ C_i(r_c, t) Q_i = Q_i C_0 + D^* \left(r \frac{\partial C_i}{\partial r} \right)_{r=r_c}, & \quad i = 1, 2. \end{aligned} \right. \quad (9.6)$$

Здесь r - расстояние от стенки скважины; t - время; C_0 - концентрация закачиваемого раствора; $D^*_{1,2}$ - эффективный коэффициент диффузии первичного и вторичного индикаторов; $Q_{1,2}$ - расход жидкости при закачке или откачке флюидов в зависимости от стадии эксперимента; индексы 1, 2 относятся к первичному и вторичному индикаторам.

При проталкивании первичного индикатора в пласт (первая стадия) $Q_1 = Q$, $Q_2 = 0$, во время работы скважины на добычу (третья стадия) $Q_1 = Q_2 = -Q$. Предполагается, что реакция гидролиза протекает во время закрытия скважины, т.е. когда $Q_1 = Q_2 = 0$, но это условие необязательно. Система уравнений позволяет смоделировать процесс, когда реакция частично происходит и на первой стадии эксперимента. Коэффициент задержки β , необходимый для количественной оценки остаточной нефтенасыщенности по формуле (9.3), связан с параметрами среды и при отсутствии тупиковых пор в пласте определяется формулой

$$\beta = k_{п} + k_{нт} K_1.$$

В том случае, когда исследуемая среда содержит тупиковые поры, коэффициент β неявным образом зависит от коэффициента задержки индикатора в тупиковых порах β_1 ($\beta_1 = k_{пт} + k_{нт} K_1$). В явном виде эту зависимость получить пока не удалось. Формула (9.3) в этом случае может быть использована для грубой оценки ОНН.

Система уравнений (9.5) с граничными условиями (9.6) решалась численно. Для аппроксимации была выбрана монотонная схема. Для разных стадий эксперимента были получены профили распределения концентраций первичного и вторичного индикаторов как функции радиуса (рис. 131) и для третьей стадии - как функции времени с момента откачки (рис. 132).

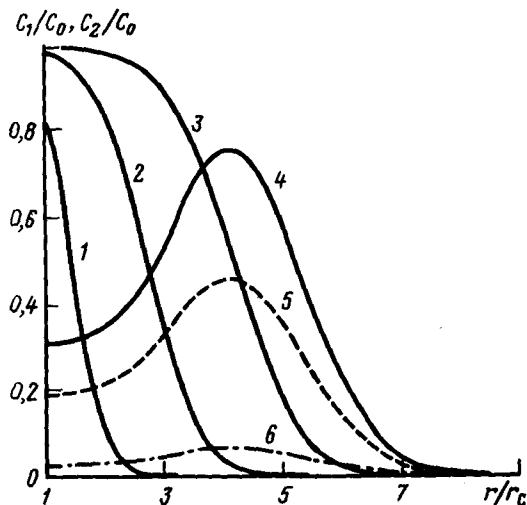


Рис. 131. Профили концентрации первичного индикатора (1 - 4) на стадии закачки и первичного (5) и вторичного (6) индикаторов после реакции гидролиза: 1 - $t = t_1$; 2 - $t = t_2$; 3 - $t = t_3$; 4 - $t = t_4 = t_{\text{зак}}$; 5, 6 - $t = t_{\text{гидр}}$; $t_1 < t_2 < t_3 < t_{\text{зак}} < t_{\text{гидр}}$

На рис. 131 кривые 1-3 соответствуют закачке в пласт раствора с индикатором, кривая 4 соответствует проталкиванию индикатора в пласт с помощью закачивания высокоминерализованного раствора ($t_4 = t_{\text{зак}}$), кривые 5 и 6 описывают распределения первичного и вторичного индикаторов в пласте после реакции гидролиза.

Следует обратить внимание на то, что регистрируемые на скважине кривые носят характер максвелловского распределения. Как теоретические, так и экспериментальные кривые имеют "хвосты". Эти "хвосты" указывают на то, что существует ка-

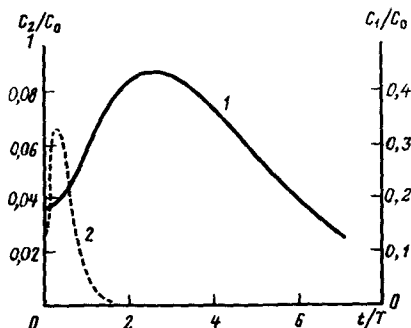


Рис. 132. Зависимость концентрации первичного (1) и вторичного (2) индикаторов от времени на третьей стадии эксперимента

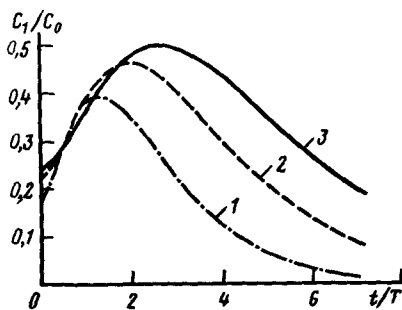


Рис. 133. Профили концентрации первичного индикатора как функции времени при отборе закачанных объемов для значений открытой пористости $k_{п}$: 0,1 (1); 0,2 (2); 0,3 (3)

кая-то причина, заставляющая индикаторы двигаться медленнее и возвращаться с меньшими концентрациями. Предложенная модель позволяет изучить влияние различных входных параметров на характер распределения концентраций. Предполагая, что куполообразный вид кривых может быть связан со структурными особенностями пласта, мы провели расчеты для различных значений открытой пористости.

Установлено, что с увеличением открытой пористости пики становятся более широкими с длинными "хвостами" (рис. 133). В случае терригенных коллекторов с высокой пористостью, а также в карбонатных отложениях с трещинной и кавернозной пористостью возможно появление многопиковых кривых (рис. 134). Эти результаты соответствуют экспериментальным кривым для высокопроницаемых и трещинных коллекторов (рис. 135). Таким образом, можно сказать, что регистрируемые кривые являются носителями информации о структуре порового пространства.

Как уже отмечалось ранее, чувствительность метода зависит от количества индикатора, участвующего в гидролизе. На рис. 136 показана динамика распределения концентрации первичного индикатора для двух различных значений константы скорости гидролиза. На графике кривые 3 соответствуют более высокой скорости реакции. Шифром кривых являются различные моменты времени. Интерпретационная модель имеет высокую

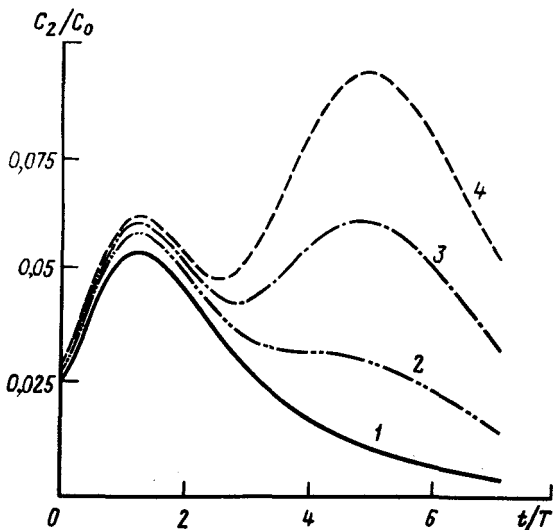


Рис. 134. Зависимость концентрации вторичного индикатора от времени на третьей стадии эксперимента для коллекторов с разной пористостью k_n : 0,1 (1); 0,2 (2); 0,3 (3); 0,4 (4)

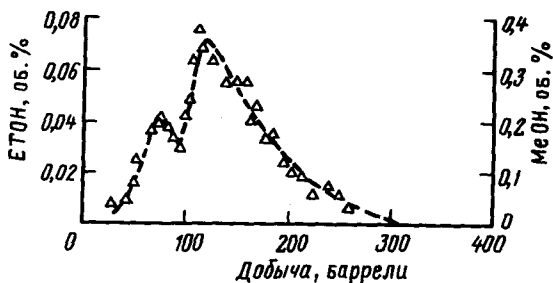


Рис. 135. Экспериментальный профиль вторичного индикатора, полученный при отборе жидкости в высокопроницаемом коллекторе

чувствительность к параметру K . С увеличением константы скорости гидролиза на порядок индикатор не успевает раствориться в нефти и практически весь вступает в реакцию с пластовой водой.

Большое влияние на чувствительность метода оказывает длительность промежутка времени, при котором скважина закрыта (t_r). По данным зарубежных исследователей, если t_r не соответствует условию (9.1) для $t_{гидр}$, то интерпретация кривых и определение времени задержки (а следовательно, и количественная оценка остаточной нефтенасыщенности) затруднены. Результаты моделирования полностью согласуются с этими данными (рис. 137).

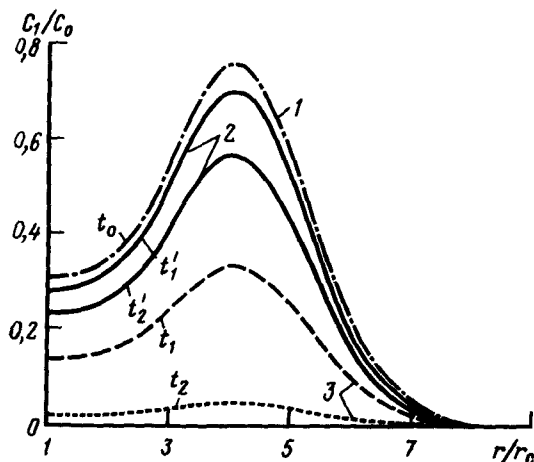


Рис. 136. Динамика распределения концентраций первичного индикатора на стадии реакции при двух различных значениях константы скорости гидролиза K :

1 - начало гидролиза; 2 - $K = 1,7 \cdot 10^{-5}$; 3 - $K = 1,7 \cdot 10^{-4}$ $t_0 < t_1 < t_2$

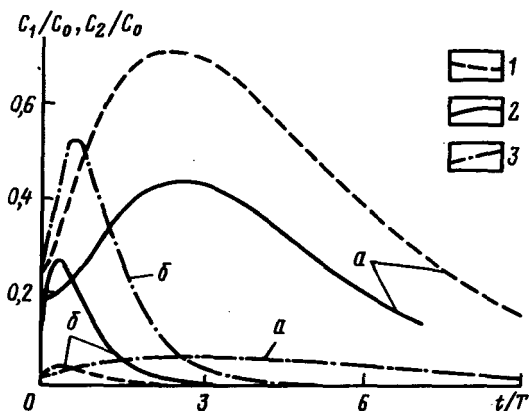


Рис. 137. Распределения концентраций первичного (а) и вторичного (б) индикаторов на третьей стадии эксперимента для разных значений промежутка времени, при котором скважина закрыта.

1 - $t_r < t_{гидр}$; 2 - $t_r = t_{гидр}$; 3 - $t_r > t_{гидр}$

Горная порода, как правило, обладает различной степенью и характером неоднородности. Начиная с работ Х. Динса, процессы в сложных коллекторах изучались на многослойных моделях. Исследуемый интервал представлялся состоящим из различных по своим коллекторским свойствам горизонтальных однородных невязанно связанных слоев. Считается, что между слоями нет перетока и различные слои влияют друг на друга только через скважину. Эта модель имеет целый ряд недостатков. Она не учитывает локальной неоднородности, поперечного перетока, выклинивания и т.д. Предлагаемая в настоящей главе модель позволяет учесть локальную неоднородность, принять во внимание такую особенность заводненных месторождений, как техногенные тупиковые поры. Параметры модели, связанные непосредственно со структурными особенностями среды, не предполагаются постоянными и могут быть функциями. Методы решения системы уравнений при этом не меняются.

При моделировании процессов в коллекторах, содержащих тупиковые поры, были рассмотрены два вида порового пространства: с естественными тупиковыми порами и техногенными. При этом предполагалось, что в техногенных тупиковых порах находится водная фаза, т.е. $k_{пт} = k_{вт}$, а в естественных тупиковых порах могут быть остаточная нефть и вода, т.е. $k_{пт} = k_{вт} + k_{нт}$. Проведенное численное моделирование показало, что структурные особенности пласта сказываются на характере распределений концентраций реагентов как функции добытого объема. Массообмен между проточными и тупиковыми порами замедляет движение индикатора и является причиной

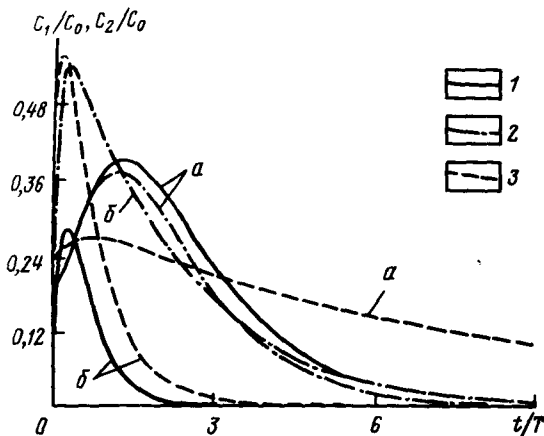


Рис. 138. Профили концентраций первичного (а) и вторичного (б) индикаторов на стадии отбора жидкости в зависимости от значений и типов тупиковой пористости.

1 - $k_{пт} = 0$; 2 - $k_{пт} = k_{вт}$; 3 - $k_{пт} = k_{вт} + k_{нт}$

отклонения вида кривых распределения от стандартной куполообразной формы.

На рис. 138 показаны графики зависимости концентраций первичного (а) и вторичного (б) индикаторов от времени с момента работы скважины на добычу для разных типов структур порового пространства. Кривые 1 соответствуют однородному геологическому объекту без тупиковых пор, линии 3 относятся к поровому пространству, содержащему естественные тупиковые поры, кривые 2 соответствуют пространству с техногенными тупиковыми порами.

Результаты проведенного численного эксперимента подтверждают ожидаемые эффекты. При наличии тупиковых пор значительно возрастает дисперсия распределений, кривые выполаживаются, что в конечном счете делает затруднительными, а в ряде случаев и невозможными интерпретацию и количественную оценку остаточной нефтенасыщенности. Причем в случае тупиковых пор естественного происхождения деформации подвергается кривая, соответствующая вторичному индикатору, действие техногенных тупиковых пор сказывается в первую очередь на кривой, соответствующей первичному индикатору.

Тупиковые поры, неоднородность изучаемого объекта вызывают дополнительное смещение индикатора за счет массообменных процессов. Поэтому недоучет структурных особенностей пласта приводит к погрешностям в технологическом режиме метода обратной промывки и снижению чувствительности, что, в свою очередь, сказывается на точности оценок остаточной нефтенасыщенности.

Таким образом, мы приходим к выводу, что регистрируемые на скважине (на третьей стадии метода обратной промывки) кривые распределения концентраций первичного и вторичного индикаторов несут информацию не только о количественной характеристике остаточной нефти, но и о ее состоянии. Эти соображения приводят к необходимости более детального изучения метода обратной промывки и индикаторных методов оценки остаточной нефтенасыщенности вообще. При этом следует отметить, что для проведения качественной интерпретации, получения адекватного описания исследуемого объекта и достоверных оценок необходимо объединение информации, полученной на разных уровнях исследования.

В заключении настоящей главы отметим, что разработанная математическая модель может быть использована для разных объектов выделенной иерархической системы (см. подразд. 4.3.1). Модель вполне удовлетворительно описывает различные виды неоднородностей, позволяет исследовать влияние различных геологических параметров на изучаемые характеристики и допускает введение новых уравнений и функций, которые требуются для более детального изучения или учета дополнительных физических явлений.

В данной работе проведено комплексное изучение околоскважинных зон (ОЗ), направленное на решение актуальной проблемы - повышение эффективности процессов нефтегазоизвлечения. В ходе исследований сформулировано новое научное направление - информационно-технологическая геодинамика околоскважинных зон, включающее основы техногенной геодинамики и динамической петрофизики околоскважинных зон и принципы выбора технологий повышения эффективности нефтегазоизвлечения на основе изучения и регулирования состояния ОЗ.

Разработаны способы изучения физики и динамики ОЗ, способы их геотехнологической оценки и определены перспективные направления использования околоскважинной информации для повышения эффективности процессов нефтегазоизвлечения.

Основные научные, методические и практические результаты работы сводятся к следующему.

1. Анализ широкого спектра геотехнологических процессов, формирующих состояние ОЗ показал:

- основной вклад в изменение природного состояния нефтегазоводонасыщенных пластов в ОЗ на этапах сооружения скважин и проведения ГИС вносят фильтрационные процессы, которые могут осложняться физико-химическими, деформационными и массообменными процессами;

- распространенная в промыслово-геофизической литературе точка зрения об определяющей роли фильтрации под долото при формировании ЗП не соответствует реальным промышленным условиям;

- концепция образования и расформирования ЗП посредством циклической фильтрации из скважины в пласт не обоснована и не соответствует условиям проведения ГИС;

- на начало наших исследований изучение ОЗ методами ГИС было направлено на решение традиционных для промысловой геофизики задач (подсчет запасов, контроль за разработкой, составление геолого-промысловой основы проектов разработки);

- работы автора по комплексному изучению ОЗ для повышения эффективности нефтегазоизвлечения являются приоритетными.

2. Проведенные исследования глинистых корок позволяют сделать следующие выводы:

- впервые проблема статики и динамики ГК сформулирована как проблема фильтрационного уплотнения в процессе образования, роста и эрозии корки;

- установлены зависимости проницаемости и сжимаемости корки от эффективных напряжений, возникающих в ее скелете;

- установлено и обосновано влияние физико-химических факторов на уплотнение корки;

- впервые дана математическая формулировка задачи об образовании сжимаемой ГК, распределение эффективных напряжений в процессе роста и уплотнения корки описано нелинейным дифференциальным уравнением второго порядка, для которого сформулирована задача Стефана;

- показано, что распределение эффективных напряжений в процессе роста и уплотнения ГК автомодельно и в автомодельных координатах $(\sigma_{ГК} \text{эф}/p) - (x/h_{ГК})$ не зависит от действующего на корку перепада давлений p и от толщины корки $h_{ГК}$;

- показано, что на распределение эффективных напряжений оказывают существенное влияние физико-химические свойства промывочной жидкости, влияющие на прочность контактов между частицами;

- впервые для сжимаемых корок проведено исследование закономерностей гидродинамического взаимодействия корки с пластом (дана постановка краевой задачи, получено автомодельное решение, проведен его анализ);

- результаты изучения взаимодействия ГК корки с пластом показывают, что влияние пласта на распределение напряжений в корке обусловлено изменениями коэффициентов проницаемости и пьезопроводности пласта, доля перепада, приходящаяся на корку ($p_{ГК}$) растет с ростом общего перепада давлений, а с уменьшением коэффициента проницаемости пласта $p_{ГК}$ падает, физико-химические свойства промывочной жидкости также оказывают влияние на перераспределение давлений в системе корка - пласт;

- показано, что в режиме циркуляции промывочной жидкости начиная с некоторого промежутка времени распределение эффективных напряжений в корке становится стационарным.

3. Установленные закономерности уплотнения корок позволили развить существующие представления о фильтрации через корки:

- показано, что существующие гидродинамические модели фильтрации через ГК неадекватно отражают влияние свойств промывочной жидкости и перепада давлений на фильтрацию через корки;

- получены новые соотношения, описывающие фильтрацию в режимах роста и уплотнения корки, взаимодействия корки с пластом, циркуляции промывочной жидкости, учитывающие свойства промывочной жидкости и влияние перепада давлений на фильтрацию;

с использованием новых моделей фильтрации показано:

- обработка исходной промывочной жидкости химическими реагентами (КМЦ, УЩР и др.) приводит к уменьшению количества фильтрата, прошедшего через корку;

- влияние перепада давлений на фильтрацию проявляется сложным образом: по мере роста перепада на корке скорость фильтрации соответствует p^α ; при увеличении перепада эта

зависимость стабилизируется и начиная с некоторого значения $P_{кр}$ происходит ее инверсия;

- анализ влияния свойств пласта на фильтрацию через глинистые корки при одинаковом перепаде давлений показал, что чем больше проницаемость пласта, тем меньше скорость фильтрации через корку;

- в режиме циркуляции промывочной жидкости объем филтратата, ушедшего в пласт, пропорционален времени и перепаду давления в степени $(1 - m_1)$ и обратно пропорционален равновесной толщине корки;

- анализ влияния периодического изменения давления в скважине в результате технологических операций показывает, что на стадии увеличения нагрузки происходит рост скорости фильтрации, а на стадии разгрузки - резкое падение, однако даже в случае трехкратного уменьшения давления первоначального уплотнения отрицательной фильтрации через корку не возникает.

4. Развита существующие представления о структуре и свойствах зоны кольтматации, уточнен микромеханизм образования этой зоны, показано:

- наряду с общепринятым механизмом сводообразующей кольтматации с критерием кольтматации - отношение размеров частиц к размерам пор - существенную роль оказывают процессы формирования кольтматирующей среды из частиц с размерами значительно меньшими размеров поровых каналов;

- в строении ЗК выделяются область, где кольтматирующая пористая среда сформировалась, и область, где кольтматант находится в подвижном состоянии;

- в ЗК выделяются поры, не доступные проникновению кольтматанта, формирующие недоступный поровый объем;

- образование кольтматирующей среды происходит в течение всего периода проникновения промывочной жидкости в пласт;

- интенсивность кольтматации пропорциональна количеству промывочной жидкости, отфильтрованной в пласт;

- использование концепции образования кольтматирующей пористой среды позволило объяснить имеющиеся противоречия в экспериментальных исследованиях ЗК (размеры ЗК, влияние перепада давления и времени формирования ЗК);

- на основе уточненного микромеханизма кольтматации определены связи свойств ЗК со степенью насыщения пор кольтматирующей средой, свободным кольтматантом, филтратом с коэффициентом недоступного порового объема и с коллекторскими свойствами.

5. Обоснованы режимы вытеснения нефти и газа филтратом промывочной жидкости и разработана физико-математическая модель формирования ЗП в продуктивных пластах.

6. Проведено изучение ЗП и установлены новые закономерности механизма и динамики ее формирования, в частности показано:

- эффекты заземления несмачивающей фазы существенным образом влияют на фильтратонасыщение ЗП;

- свойства ГК и ЗК оказывают значительное влияние на фильтратонасыщение (с уменьшением проницаемости этих зон степень фильтратонасыщения ЗП растет);

- изменение остаточного водонасыщения пласта-коллектора практически не сказывается на водонасыщении ЗП;

- увеличение подвижного водонасыщения пласта приводит к выполаживанию профиля фильтратонасыщенности, увеличению размеров ЗП, но слабо изменяет водонасыщение промытой зоны;

- повышение вязкости пластовой нефти приводит к уменьшению фильтратонасыщения;

- при капиллярно-напорном режиме вытеснения нефти и газа фильтратом водонасыщение ЗП однозначно определяется значениями комплексного параметра Π (параметр подобия), характеризующего отношение капиллярного перепада давлений к гидродинамическому;

- начиная с некоторого критического значения параметра Π наступает автомодельность по параметру и водонасыщение промытой зоны перестает зависеть от Π (режим вытеснения переходит в автомодельный);

- показано, что процессы вытеснения нефти и газа фильтратом асимптотически автомодельны и распределение фильтратонасыщения в автомодельных переменных стационарно.

7. Исследовано влияние изменения технологических режимов формирования ЗП на динамику водонасыщения, установлено:

- срыв и эрозия ГК обуславливают незначительное увеличение водонасыщения в промытой зоне и изменение профиля водонасыщения в зоне проникновения;

- при реализации технологии каротаж - закачка - каротаж возможно увеличение водонасыщения в промытой зоне. Это увеличение тем значительнее, чем больше значения параметра Π на стадии первичного формирования ЗП.

8. Впервые проведено исследование влияния взаимодействия между фильтратом и частицами глинистого материала пласта-коллектора на динамику ЗП, показано:

- в результате эффектов гидратации и сорбции профили водонасыщения в зоне проникновения существенно усложняются - возникают зоны с повышенным содержанием остаточной водонасыщенности и с измененной минерализацией фильтрата промывочной жидкости;

- радиусы ЗП по фильтратонасыщению и по концентрации солей различаются между собой;

- имеет место эффект отставания фронта концентрации солей от фронта фильтратонасыщения.

9. Развита существующие представления о ЗП водонасыщенных и обводнившихся пластов:

- впервые установлено влияние масштабных эффектов на вытеснение пластовой воды фильтратом промывочной жидкости;

- показано, что с ростом значений коэффициента гидродинамической дисперсии λ полностью промытая зона не образуется, возрастает количество невытесненной пластовой воды, распределение фильтрата в ЗП близко к линейному;

- впервые установлено влияние структурных эффектов на изменение минерализации в ОЗ при вытеснении пластовой воды фильтратом;

- показано, что как природная, так и техногенная тупиковая пористость оказывают существенное влияние на степень вытеснения пластовой воды фильтратом и на концентрацию солей в ОЗ;

- исследована динамика концентрации солей при реализации технологий каротажа - закачка - каротаж; показано, что с возрастанием роли масштабных и структурных эффектов полнота вытеснения первичного флюида раствором контрастной солености уменьшается.

10. Разработаны научные основы изучения процессов расформирования зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости, включающие создание теоретических моделей процессов, методов их моделирования и асимптотического анализа результатов исследования:

- впервые проведено теоретическое исследование процессов растекания ограниченного объема жидкости и выравнивания границ разделов флюидов с учетом неполноты вытеснения и гистерезисных явлений;

- с учетом этих эффектов дана новая математическая постановка классической задачи о растекании бугра жидкости на непроницаемом водоупоре;

- показано, что процесс растекания описывается уравнением Бусинеска с разрывным коэффициентом, зависящим от производной напора по времени;

- процесс растекания асимптотически автомоделен и зависимости высоты бугра и радиуса фронта растекания являются степенными функциями времени, однако в отличие от классической постановки показатели степени в автомодельных переменных зависят от эффектов защемления.

11. Проведено исследование процесса капиллярного расформирования зоны проникновения, показано:

- начиная с некоторого момента времени $t_1(\mu_0)$, наступает автомодельность процесса по параметру μ_0 (отношение вязкости фаз) и процесс перестает зависеть от этого параметра;

- начиная с некоторого момента времени $t_{ac}(R_{3п})$, наступает автомодельная стадия расформирования, процесс перестает зависеть от начального состояния ЗП и может быть описан едиными асимптотическими зависимостями для коэффициента водонасыщения ЗП;

- в области исследования ГИС в начальной стадии расформирования водонасыщение во времени меняется по логарифмическому закону, в автомодельной стадии - по степенному.

12. Впервые проведено исследование влияния эффектов заземления на процессы расформирования и дано теоретическое объяснение известному явлению стабилизации зоны проникновения:

- разработаны теоретические модели капиллярного, диффузионного и гравитационного расформирования, учитывающие влияние эффектов заземления, гистерезиса и массообмена;

- установлено, что с увеличением количества заземленного фильтрата и количества поглощенных солей процессы капиллярного и диффузионного расформирования замедляются, а процесс гравитационного расформирования ускоряется;

- в области исследования ГИС эффекты заземления не меняют качественных закономерностей расформирования, количественные же характеристики в результате действия этих эффектов существенно изменены.

13. Разработаны основы динамической петрофизики околоскважинных зон как раздела общей петрофизики, изучающего техногенные изменения природных физических свойств пород в околоскважинных зонах.

14. Получены модели изменения физических свойств в процессе роста, уплотнения и эрозии ГК:

- на основе динамических моделей проведен анализ влияния обработок промывочной жидкости химическими реагентами на изменение физических свойств ГК;

- исследовано влияние перепада давлений на изменение физических свойств ГК;

- получены зависимости толщины ГК от свойств пласта-коллектора и общего перепада давлений;

- установлены закономерности изменения физических свойств ГК по толщине.

15. Разработаны динамические модели и характер относительных изменений физических свойств по толщине ЗК, определена толщина ЗК по изменению проницаемости и по изменению глинистости.

16. Разработаны динамические модели промытой зоны и остаточного нефтенасыщения для лабораторной модели, промытой зоны и ОЗ промытых пластов:

- проверка предложенных моделей указала на их хорошее соответствие результатам лабораторного моделирования и позволила оценить коэффициенты моделей;

- получены динамические модели физических свойств промытой зоны, учитывающие как условия вытеснения, так и техногенные изменения структуры порового пространства;

- определена область существования известных эмпирических связей типа $k_{в\text{ пп}} = f(k_{об})$.

17. Разработаны динамические модели зоны проникновения:

- получены связи водонасыщения ЗП, промытой зоны и пласта;

- получены связи радиуса ЗП с водонасыщением промытой зоны;

- установлена область существования связи $k_{в\ зп} = f(k_{ов})$;

- показано, что коэффициенты в линейной связи $k_{в\ зп}(k_{ов})$ зависят от радиуса ЗП и от радиуса исследования методами ГИС;

- получены связи изменений физических свойств в ЗП с учетом условий вытеснения, масштабных и структурных эффектов;

- показано, что изменение физических свойств в ЗП, образованной активным по отношению к пласту фильтратом, может иметь сложный немонотонный характер;

- разработаны динамические модели капиллярного расформирования ЗП.

18. Предложены и реализованы способы геотехнологической оценки ОЗ для повышения продуктивности скважин, включающие:

- способы структуризации ОЗ;

- способы выделения пластов с ухудшенными ФСП;

- способы оценки степени ухудшения ФСП в ОЗ;

- способы оценки потерь продуктивности скважин за счет поражения пластов.

19. Обоснованы критерии выбора технологий повышения продуктивности скважин и эффективности нефтегазоизвлечения, учитывающие:

- превалирующий механизм и степень поражения;

- радиус зоны поражения;

- прирост продуктивности и нефтеотдачи за счет восстановления ФСП в ОЗ.

20. Для обоснования новых методов и технологий доизвлечения остаточной нефти предложены и реализованы принципиально новые способы изучения ОНН;

- способы прогноза ОНН с учетом структуры и подвижности остаточной нефти;

- способы оценки ОНН в ОЗ, учитывающие техногенные изменения природных свойств пласта, структурные и масштабные эффекты в ОЗ;

- способы оценки ОНН, использующие технологии регулирования ФСП в ОЗ.

21. Обоснованы критерии структуризации ОНН по степени извлекаемости.

- Абдулин Ф.С.* Проникновение бурового раствора в призабойную зону пласта в процессе его вскрытия // Промывка и цементирование скважин. - М. - 1973. - С. 37-43.
- Авдеев Н.Я.* Расчет гранулометрических характеристик полидисперсных систем. - Ростовское кн. изд-во, 1964. - 176 с.
- Агриулин М.М.* Оценка глубины проникновения фильтрата промывочной жидкости по данным испытателей пластов // Оценка выработки и качества вскрытия пластов методами ГИС: Труды ВНИИНефтепромгеофизики. - 1988.
- Агриулин М.М.* Оценка глубины проникновения фильтрата промывочной жидкости по данным испытателя пластов. - Труды ВНИИНефтепромгеофизики. - Уфа. - 1988. - Вып. 18. - С. 99-103.
- Азаматов В.И.* Использование проникновения фильтрата бурового раствора для качественной оценки вертикальной проницаемости и трещиноватости пластов. - Труды ТатНИИ. - М.: Недра, 1966. - № 8. - С. 87-93.
- Азаматов В.И.* Некоторые результаты исследования проникновения фильтрата глинистого раствора в нефтеводоносные пласты // Геология нефти и газа. - М.: Недра, 1965. - № 7. - С. 37-47.
- Азаматов В.И., Лиходеев В.П., Свихнушин Н.М.* О природе зоны переходных сопротивлений в нефтеводоносных пластах горизонта Д Ромашкинского месторождения // Геология нефти и газа. - М.: Недра, 1968. - № 8. - С. 26-30.
- Акбулатов Т.О., Ракиш В.Ю., Санников Р.Х.* Фильтрация растворов, содержащих твердую фазу, в пористую среду // Изв. АН СССР. - Сер. Механика жидкости и газа. - 1983. - № 5. - С. 14.
- Акентьев Е.П., Григорьев С.В.* Влияние условий вскрытия и времени проведения измерений на электрические свойства коллекторов Западной Туркмении, залегающих на больших глубинах // Нефтегазовая геология и геофизика. - М.: ВНИИОЭНГ, 1978. - № 6. - С. 27-30.
- Акимов Ж.А.* Нефтевытесняющие свойства воды. - Труды СевКавНИ и проектного ин-та нефтяной промышленности. - 1976. - № 3. - С. 121-123.
- Алекперов В.Т., Никишин В.А.* Кольматация проницаемых пластов в процессе бурения и ее последствия // Нефтяное хозяйство. - М.: ВНИИОЭНГ, 1972. - № 8. - С. 21-24.
- Алекперов В.Т., Никишин В.А.* О кольматации проницаемых отложений при бурении скважин // НТС Бурение. - 1972. - № 2. - С. 36-38.
- Александров Б.Л., Итенберг С.С.* Влияние процесса диффузии на удельное сопротивление трещинной породы // Известия Вузов. - Сер. Нефть и газ. - Баку. - 1967. - С. 6-10.
- Амиян В.А., Амиян А.В.* Повышение производительности скважин. - М.: Недра, 1986. - 160 с.
- Амиян В.А., Васильева Н.П.* Вскрытие и освоение нефтяного пласта. - М.: Недра, 1972. - 336 с.
- Ангелопуло О.К., Подгорнов В.М., Аваков В.Э.* Буровые растворы для осложненных условий. - М.: Недра, 1988. - 135 с.
- Андерсон Б.А., Закиров М.М.* Опыт применения щелочных остатков для сниже-

ния напряжения сдвига глинистой корки в скважине // Труды Башк. НИ и Проектного ин-та нефтяной промышленности. - 1975. - Вып. 45. - С. 86.

Ахияров В.Х., Шумило Н.И. Оценка коллекторов по данным каротажа в отложениях тюменской свиты Красноленинского месторождения // Труды ЗапСибНИИ геол. разв. нефт. ин-та. - 1981. - Вып. 162. - С. 40-51.

Ахмадеев Р.Г., Данюшевский В.С. Химия промысловых и тампонажных жидкостей. - М.: Недра, 1981.

Ашрафьян М.О., Лебедев О.АК., Саркисов Н.М. Напряженное состояние слабоцементированных пород в призабойной зоне скважины. - Нефтяное хозяйство. - М.: ВНИИОЭНГ, 1983. - № 3. - С. 35-38.

Ашрафьян М.Д., Булатов А.И. Эффективность вытеснения буровых растворов и разрушение глинистых корок при цементировании скважин: Научно-технич. обзор. - М.: ВНИИОЭНГ, 1969. - 75 с.

Баландин С.М. Фильтрация грубозернистых материалов. - М.: Недра, 1988. - 105 с.

Балицкий П.В. Взаимодействие бурильной колонны с забоем скважины. - М.: Недра, 1975. - 294 с.

Баранов В.С. Глинистые растворы при бурении скважин в осложненных условиях. - М.: Гостоптехиздат, 1955. - 199 с.

Баренблатт Г.И. Подобие, автомодельность, промежуточная асимптотика. Теория и приложение к геофизической гидродинамике. - Л.: Гидрометеоздат, 1982. - 255 с.

Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. - М.: Недра, 1984. - 278 с.

Басин Я.Н., Новгородов В.А., Петерсилье В.И. Оценка подсчетных параметров газовых и нефтяных залежей в карбонатном разрезе по геофизическим данным. - М.: Недра, 1987. - 161 с.

Басин Я.Н., Петросян Л.Г., Махов Ю.И. Специальные геофизические исследования скважин, бурящихся на нефть и газ // Прикладная геофизика. - М.: Недра, 1979. - Вып. 94. - С. 184-192.

Башлыккин И.И. Формирование зоны внутренней кольматации в пласте-коллекторе и оценка ее глубины // НТС Бурение. - М.: ВНИИОЭНГ, 1975. - № 7. - С. 30-33.

Белов В.П. Классификация и экспериментальная оценка кольматирующих свойств промысловых жидкостей и реагентов, применяемых при бурении скважин // Совершенствование процессов бурения скважин и нефтеотдачи. - Куйбышев. - 1984. - С. 8-25.

Берковская В.В. Повторные исследования нефтяных и газовых скважин методами ГИС: Обзор ВИЭМС. - Сер. Разведочная геофизика. - 1987. - 35 с.

Берман Л.Б., Нейман В.С. Исследование газовых месторождений и подземных хранилищ газа методами промысловой геофизики. - М.: Недра, 1972.

Богатов В.И. Влияние глинистой корки на параметры промывки и гидродинамическое давление при спуске бурильных труб в скважину // Труды Гипровостокнефть. - 1980. - Вып. 35. - С. 55-58.

Боярчук А.Ф. Результаты экспериментального изучения проникновения глинистых растворов в карбонатные коллекторы // Прикладная геофизика. - М.: Недра, 1979. - Вып. 95. - С. 190-199.

Бродский П.А., Фионов А.И., Тальков В.Б. Опробование пластов приборами на кабеле. - М.: Недра, 1974. - 208 с.

- Брук О.Л.* Фильтрация угольных суспензий. - М.: Недра, 1973. - 272 с.
- Бурцев И.Б., Колесников Н.С., Ермоленко Э.Н.* К вопросу о глубине проникновения фильтрата бурового раствора в нефтяной пласт // Труды Уфимского нефтяного ин-та. - 1970. - Вып. 6. - С. 125-129.
- Буряковский Л.А., Мадера Э.Р., Алияров Р.Ю.* К методике определения коэффициента нефтегазонасыщенности глинистых коллекторов по радиальному градиенту электрического сопротивления // Изв. АН АзССР. - Сер. Наука о Земле. - 1980. - С. 23-88.
- Вахитов Г.Г., Кузнецов О.Л., Симкин Э.М.* Термодинамика призабойной зоны нефтяного пласта. - М.: Недра, 1978. - 190 с.
- Вендельштейн Б.Ю.* Потенциалы течения в горных породах // Геофизические исследования нефтяных и газовых скважин. - М.: Недра, 1971. - С. 27-43.
- Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А.* Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. - М.: Недра, 1978.
- Взаимосвязь технологий вскрытия пласта, освоения и эксплуатации скважин при решении задач достижения их потенциальной продуктивности / М.М. Иванова, Н.Н. Михайлов, М.Л. Сургучев, Р.С. Яремичук // Повышение эффективности разработки месторождений Западной Сибири на основе ускоренного внедрения достижений НТП. - М.: ВНИИОЭНГ, 1986. - С. 25-33.*
- Влияние безглинистых буровых растворов на качество вскрытия продуктивных пластов / В.И. Азаматов, Н.И. Крысин и др. // Нефтегазовая геология и геофизика, бурение. - М.: ВНИИОЭНГ, 1985. - № 11.*
- Влияние остаточной насыщенности на растекание газового объема в водоносном пласте / В.Ф. Баклановская, С.Х. Джумагазиева, И.Н. Кочина, Н.Н. Михайлов // Динамика многофазных сред. - Новосибирск: СО АН СССР, 1981.*
- Войнов О.В., Подгоецкий Э.М., Свалов А.М.* Фильтрация буровых растворов в горных породах // Совершенствование техники и технологии буровых работ: Труды ВНИИБТ. - М. - 1983. - Вып. 57. - С. 82-86.
- Войтенко В.С.* Прикладная геомеханика в бурении. - М.: Недра, 1990. - 250 с.
- Выбор типа бурового раствора для вскрытия продуктивных пластов / В.А. Глебов и др. // Нефтяное хозяйство. - М.: ВНИИОЭНГ, 1986. - № 1.*
- Выгодский Е.М., Салимгареев Т.Ф.* Изучение процесса образования и разрушения глинистой корки при изменении давления: Тезисы докладов Респ. научно-техн. конф. Вузская наука - научно-техническому прогрессу. - Уфа. - 1986. - 19 с.
- Выгодский Е.М., Стрижнев В.А.* О проникновении глинистых частиц бурового раствора в поры породы // Труды УфНИИ. - 1974. - Вып. 17. - С. 29-35.
- Выжигин Г.Б.* Влияние условий вскрытия пластов и заканчивания скважин на их продуктивность // Нефтяное хозяйство. - М.: ВНИИОЭНГ, 1985. - № 5. - С. 45-48.
- Вялов С.С.* Реологические основы механики грунтов. - М.: Высшая школа, 1978. - 477 с.
- Гавич И.К.* Методы охраны подземных вод от загрязнения и истощения: Недра, 1985. - 319 с.
- Гаранье А.Ж., Ван-Линген Н.Х.* Факторы, влияющие на механическую скорость проходки с увеличением глубины: Перевод-№ 186/60Б. - М. - 1980. - 33 с.
- Гарьян С.Н., Лимановский В.М., Васюкова Н.А.* Влияние фосфоновых компонентов на фильтрационные свойства глинистых суспензий при высокотемпе-

ратурной соленой агрессии // Новое в технике и технологии промывки скважин. - Краснодар: ВНИКрНефть, 1987. - С. 92-96.

Геофизические методы изучения подсчетных параметров при определении запасов нефти и газа / Б.Ю. Вендельштейн, Г.М. Золоева, Н.В. Царева и др. - М.: Недра, 1985.

Герасименко Г.Н. Моделирование зон повышенной проницаемости, созданных камуфлетным взрывом // Физико-химические процессы горного производства: Межвузовский сборник. - 1977. - Вып. 7. - С. 109-112.

Гидравлика глинистых и цементных растворов / А.Х. Мирзаджанзаде, Н.А. Мирзоян и др. - М.: Недра, 1966. - 230 с.

Гидродинамические и физико-химические свойства горных пород / Н.Н. Веригин и др. - М.: Недра, 1977. - 269 с.

Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. - М.: Недра, 1982.

Глумов И.Ф. Исследование проникновения фильтрата глинистого раствора в монолитный песчаник в процессе выбуривания керна // Труды ТатНИИ. - Бугульма. - 1960. - № 2. - С. 285-299.

Голубев Д.А. Учет пристенного эффекта при определении реологических характеристик буровых и тампонажных растворов // Исследования в области геологии и добычи нефти на Мангышлаке: Труды СевКавНИПИНефть. - Вып. 3. - С. 61-65.

Грей Дж.Р., Дарли Г.С.Г. Состав и свойства буровых агентов. - М.: Недра, 1985. - 510 с.

Грицишин В.И. Изучение зоны проникновения песчаных коллекторов отложений палеогенового флиша Предкарпатья // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 1977. - Вып. 14. - С. 30-32.

Гудин И.Н. Влияние тиксотропных свойств буровых растворов на осаждение выбуренной породы в скважинах // Труды ВНИКрНефть. - 1980. - Вып. 18. - С. 46-52.

Гулин Ю.А. Гамма-гамма метод исследования нефтяных скважин. - М.: Недра, 1975. - 160 с.

Гулин Ю.А. Комплекс радиометрических исследований песчано-глинистых отложений в нефтяных скважинах // Ядерно-геофизические методы. - Новосибирск: Наука, 1972. - С. 302-310.

Гурьевских Г.К., Клевцур А.П., Ягафаров А.К. Эффективность метода каротажа - испытание - каротаж для выделения работающих мощностей в заглинизированных разрезах // Труды Зап.СибНИИ геол.-развед. нефт. ин-та. - 1981. - Вып. 162. - С. 112-115.

Дадашев И.А., Курбанов А.Ш. Критериальная зависимость силы прихвата от режима фильтрования бурового раствора // Азербайджанское нефтяное хозяйство. - 1987. - № 2. - С. 33-36.

Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. - 2-е изд. - М.: Недра, 1985.

Дворкин Л.Б. О некоторых обстоятельствах, связанных с отбивкой водонефтяного контакта // Прикладная геофизика. - М.: Гостоптехиздат, 1962. - Вып. 35. - С. 203-205.

Дембицкий С.И., Волкова И.Н. Исследование фильтрации бурового раствора в пласт в реальных условиях проводки нефтяных скважин // Нефтегазовая геология, геофизика и бурение. - М.: ВНИИОЭНГ, 1985. - Вып. 8. - С. 33-38.

Демьяненко Н.А., Минеев Б.П. Оценка влияния некоторых геолого-технологических факторов на степень кольтации околоствольной зоны пласта продуктами буровых растворов // Азербайджанское нефтяное хозяйство. - 1986. - № 12. - С. 3-7.

Дерягин Б.В., Чураев Н.В., Муллер В.М. Поверхностные силы. - М.: Наука, 1987. - 398 с.

Дикгоф Ю.А., Дикгоф А.Ю. Физико-математические основы гидродинамического способа выделения коллекторов в процессе бурения // Методика интерпретации геофизических наблюдений. - Изд. Казанского гос. ун-та. - 1974. С. 7-34.

Добрынин В.М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. - М.: Недра, 1970. - 239 с.

Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика. - М.: Недра, 1991. - 368 с.

Добрынин В.М., Мулин В.Б. Физические свойства полимиктовых песчаников в приствольной зоне скважины // Проблемы нефти и газа Тюмени. - Тюменский индустриальный институт. - 1974. - Вып. 21. - С. 3-5.

Добрынин В.М., Серебряков В.А. Геолого-геофизические методы прогнозирования аномальных пластовых давлений. - М.: Недра, 1989. - 287 с.

Евгеньев А.Е. Влияние скорости вытеснения углеводородных жидкостей водой на нефтеотдачу неоднородных песчаников. - Изв. Вузов. Сер. Нефть и газ. - Баку. - 1961. - № 11. - С. 508.

Ежов В.А., Репринцев Ю.Д. Действие на обсадную колонну кумулятивной перфорации // Разведочная геофизика. - М.: Недра, 1976. - Вып. 71. - С. 151-158.

Ентов В.М., Зазовский Ф.А. Гидродинамика процессов повышения нефтеотдачи. - М.: Недра, 1989. - 232 с.

Желтов Ю.П. Деформации горных пород. - М.: Недра, 1966. - 250 с.

Жигач К.Ф., Паус К.Ф. Влияние промывочной жидкости на проницаемость кернов // Нефтяное хозяйство. - М.: ВНИИОЭНГ, 1957. - № 11. - С. 62-67.

Жигач К.Ф., Яров А.Н. Об оценке набухаемости глин // Нефть и газ. - 1959. - № 10. - С. 13-18.

Жужиков В.А. Фильтрование. - М.: Химия, 1980. - 400 с.

Зависимость показателя фильтрации буровых растворов от температуры и перепада давления / Н.Г. Авитесьян и др. // Совершенствование техники и технологии промывки скважин. - М. - 1988. - С. 28-34.

Задачи повышения продуктивности скважин при бурении и эксплуатации / М.М. Иванова, Н.Н. Михайлов, М.Л. Сургучев, Р.С. Яремийчук // Повышение эффективности разработки месторождений Западной Сибири на основе ускоренного внедрения достижений научно-технического прогресса: Тезисы докладов Всесоюзного совещания. Тюмень. - 1986. - С. 15-21.

Заканчивание газовых скважин / У.Д. Мамаджанов, Г.А. Рахимкулов, Г.А. Поляков, И.Ш. Стрелко. - М.: Недра, 1974. - 174 с.

Зинченко В.И. Изучение призабойных зон газовых скважин месторождения Газли при эксплуатации. - НТС Газовое дело. - ВНИИЭГазпром. - 1966. - № 11.

Иванников В.И., Кучеренко Э.И., Михлин Л.П. Аналитическое исследование процесса фильтрации бурового раствора из скважины в пласт // Доклады АН СССР. - 1986. - Том 290. - № 5. - С. 1072-1076.

Иванова М.М., Михайлов Н.Н., Яремичук Р.С. Регулирование фильтрационных свойств пласта в околоскважинных зонах: Обзорная информация. - Сер. Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. - М.: ВНИИОЭНГ, 1988.

Иванова М.М., Михайлов Н.Н., Яремичук Р.С. Задачи повышения продуктивности скважин // Нефтяное хозяйство. - М.: ВНИИОЭНГ, 1986. - № 11. - С. 28-33.

Ивачев Л.М. Промывочные жидкости в разведочном бурении. - М.: Недра, 1975. - 215 с.

Иващенко В.Н., Леонтьев Е.И., Сахибгареев Р.С. Условия формирования зоны проникновения в коллекторах нефти и газа месторождений Западной Сибири // Труды ЗапСибНИГНИ. - Тюмень. - 1968. - Вып. 38. - С. 54-64.

Измайлов Т.З., Саламов Р.Д. О методике определения липкости фильтрационных корок // Теория и практика бурения наклонных скважин. - Баку. - 1981. - С. 19-23.

Изотова Т.С., Григельская А.О., Малюта А.А. Исследование прискважинной зоны нефтяного пласта методом электрического каротажа // Нефтяное хозяйство. - М.: ВНИИОЭНГ, 1976. - № 10. - С. 35-38.

Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: Справочник под редакцией В.М. Добрынина. - М.: Недра, 1988.

Исследование влияния вибровоздействия на глинистую корку и свойства цементного раствора / А.У. Шарипов, Р.М. Клявин, Р.Ш. Рахимкулов и др. // Труды Башк. НИ и проектного ин-та нефтяной промышленности. - Уфа. - 1975. - Вып. 45. - С. 95-98.

Исследование фильтрационной корки / М.П. Гулизаде, К.Б. Шахбозбеков, Б.М. Халимбеков // Изв. вузов. Сер. Нефть и газ. - 1969. - № 3. - С. 17-23.

Иттенберг С.С., Шнурман Г.А. Интерпретация результатов каротажа сложных коллекторов. - М.: Недра, 1984. - 256 с.

Кадыров Ю.Т., Иераилов И.И. Влияние фильтрационной глинистой корки на качество разобнения нефтяных и газовых горизонтов // Труды СредазНИИГИМС. - Ташкент. - 1984. - Вып. 11. - С. 52-56.

Капиллярная пропитка прискважинной зоны пласта / Б.И. Леви, Ю.В. Сурков, В.Л. Комаров, Ю.Ф. Сроков // Нефтяное хозяйство. - М.: ВНИИОЭНГ, 1969. - № 10. - С. 25-27.

Касаткин А.Г. Основные процессы и аппараты химической технологии. - М.: Химия, 1973. - 750 с.

Касперский Б.В. Проникновение твердой фазы буровых растворов в пористую среду // Нефтяное хозяйство. - М.: ВНИИОЭНГ, 1971. - № 9. - С. 30-32.

Кинетика фильтрации буровых растворов / В.Д. Шантарин, Э.А. Аринштейн, А.И. Козубовский, Н.Е. Юшкова // Управление гидродинамическими процессами при разведке и эксплуатации месторождений нефти. - Тюмень. - 1986. - С. 110-122.

Кирифельд Ю.Э., Кормильцев Ю.В. Об изменении характеристик пластов в неразрабатываемых залежах Ромашкинского месторождения по данным промыслово-геофизических исследований до и после обсадки скважин // Труды ВНИИЯГТ. - М.: Недра, 1973. - Вып. 14. - С. 217-223.

Коваленко В.П., Ильинский А.А. Основы техники очистки жидкостей от механических примесей. - М.: Химия, 1982. - 272 с.

Колесников Н.А. Влияние дифференциального и угнетающего давления на

разрушение горных пород: Обзорная информация ВНИИОЭНГ. Сер. Бурение. - М. - 1986. - Вып. 5(105). - 41 с.

Коллинз Р. Течение жидкостей через пористые материалы. - М.: Недра, 1964. - 350 с.

Кольматирующая способность бурового полимерного раствора / М.Р. Мавлютов и др. // Промывка и крепление скважин: Труды УФНИИ. - 1987. - Вып. - С. 74-77.

Кольчицкая Т.Н. Изучение остаточной нефтенасыщенности пласта индикаторными методами. - М. - 1992. - Деп. в ВИНТИ 24.11.92. - № 328-В92.

Конев Г.В. К вопросу о снижении фрикционных свойств фильтрационных корок и контроля за ними // Проблемы нефти и газа Тюмени. - 1977. - Вып. 36. - С. 30-32.

Копосов А.Л. К численному решению задачи о диффузии солей пластовой воды в скважину. АН УССР, Институт геофизики // Геофизические исследования на Украине. - Киев. - Наукова думка. - 1969.

Коротаев Ю.П., Швидлер М.И. Расчет проникновения глинистого раствора в пласт // НТС Газовая промышленность. - М.: ВНИИГазпром, 1971. - № 8. - С. 3-5.

Котяхов Ф.И., Полшков В.Н. О проникновении глинистого раствора в песок // Нефтяное хозяйство. - М.: ВНИИОЭНГ, 1971. - № 9. - С. 10-12.

Коузов П.А. Основы анализа дисперсного состава промышленных пылей и измельченных материалов. - М.: Химия, 1971. - 280 с.

Кочина И.Н., Михайлов Н.Н. Гидродинамическое исследование изменения физических свойств в системе глинистая корка - пласт: Изв. Вузov. Сер. Нефть и газ. - 1979. - № 2.

Кочина И.Н., Михайлов Н.Н. Исследование взаимодействия глинистой корки с пластом // Подземное хранение газа: Труды МИНХ и ГП. - М.: Недра, 1978. - Вып. 136. - С. 27-40.

Кочина И.Н., Михайлов Н.Н. Фильтрация через глинистые корки // Изв. АН СССР. Сер. Механика жидкости и газа. - М.: Наука, 1976. - № 6. - С. 70-75.

Кочина И.Н., Михайлов Н.Н., Филинов М.В. Влияние остаточной насыщенности на растекание бугра жидкости в газонасыщенном пласте. - Изв. АН СССР. Сер. Механика жидкости и газа. - 1979. - № 6.

Кочина И.Н., Михайлов Н.Н. Теоретическое исследование глинистых корок // Изв. Вузov. Сер. Нефть и газ, 1977.

Кошляк В.А., Султанов Т.А. Изучение нефтеотдачи пластов методами промысловой геофизики. - М.: Недра, 1986.

Кристиан Н., Сокол С., Константинеску А. Увеличение продуктивности и приемистости скважин. - М.: Недра, 1985.

Кульчицкий Л.И., Ульянов О.Г. Физико-химические основы формирования свойств глинистых пород. - М.: Недра, 1981. - 178 с.

Леви Б.И., Глейзер С.Н. Определение относительных фазовых проницаемостей по данным нестационарного вытеснения нефти раствором химреагентов. // Проблемы нефти и газа Тюмени: Труды ЗапСибНИГНИ. - 1982. - Вып. 55. - С. 64-68.

Леви Б.И., Комаров В.Л., Полицина Н.И. Формирование зоны проникновения в неоднородных пластах // Труды БашНИ и проектного ин-та нефтяной промышленности. - М.: Недра, 1972. - Вып. 30. - С. 194-199.

- Леви Б.И., Сурков Ю.В., Комаров В.Л.* О возможности использования призабойной информации при оценке степени выработки пласта // Нефтепромысловая геофизика. - 1974. - Вып. 4. - С. 107-112.
- Леонидова А.И.* Влияние водоотдачи цементных и промывочных растворов на проницаемость песчаников // Технология и техника бурения скважин. - М.: Недра, 1965. - С. 106-113.
- Лехницкий С.Г.* Определение напряжений в упругом изотропном массиве вблизи вертикальной цилиндрической выработки круглого сечения. - Изв. АН СССР, О.Т.Н. - 1938. - № 7. - С. 69-76.
- Лимановский В.М., Бондарец Н.М., Дорошенко Н.Е.* Влияние комплексного реагента на стабильность и фильтрационные свойства глинистых суспензий // Промывка скважин. - Краснодар: ВНИКрНефть, 1983. - С. 44-49.
- Литвинов Б.Н., Резванов Р.А., Кривко Н.Н.* Выделение карбонатных коллекторов и изучение их фильтрационно-емкостных свойств нейтронными методами // Разведочная геофизика. - М.: Недра, 1976. - Вып. 75. - С. 116-123.
- Логинов И.В., Иванко Ю.А., Шиморин В.И.* Упругие свойства прискважинной зоны и выбор длины зондов акустического каротажа // Прикладная геофизика. - М.: Недра, 1977. - Вып. 88. - С. 119-128.
- Лукнер Л., Шестаков В.М.* Моделирование миграции подземных вод. - М.: Недра, 1986. - 207 с.
- Лукиянов Э.У.* Исследование скважин в процессе бурения. - М.: Недра, 1979.
- Лышко Г.Н.* Об изолирующей способности глинистых корок // Технические средства, материалы и технология крепления скважин. - Краснодар. - 1986. - С. 97-107.
- Магара К.* Уплотнение пород и миграция флюидов. - М.: Недра, 1982.
- Магус М.Г., Мальгин А.Д., Моргулис М.Л.* Фильтры для улавливания промышленных пылей. - М.: Машиностроение, 1987. - 240 с.
- Майш Е.П., Альбрайт Ю.С.* Исследование диаметра проникновения фильтра бурового раствора. - Перевод № 1236. - ГПНТБ.
- Маковой Н.* Гидравлика бурения. - М.: Недра, 1986. - 536 с.
- Максименко А.Ф., Михайлов Н.Н.* Исследование гравитационного расформирования зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости // Прикладная геофизика. - М.: Недра, 1982. - Вып. 105.
- Малиновская Т.А.* Разделение суспензий в промышленности органического синтеза. - М.: Химия, 1971.
- Мамаджанов У.Д.* Динамическая характеристика промывочных растворов и осложнений в бурении. - Л.: Недра, 1972.
- Мамедов Ш.Н., Белов И.С.* Влияние вязкости на нефтеотдачу при подземной разработке в условиях гравитационного режима // Изв. АН АзССР. Сер. Науки о Земле. - Баку. - № 1. - С. 5-8.
- Мамиров Т.М.* О фильтрационных и коркообразующих свойствах утяжеленных растворов в условиях высокой температуры и давления // Изв. АН УзССР. Сер. технических наук. - 1977. - № 2. - С. 58-60.
- Мархасин И.Л.* Физико-химическая механика нефтяного пласта. - М.: Недра, 1977.
- Маскет М.* Физические основы технологии добычи нефти: Перевод с англ. - М.: Гостоптехиздат, 1953. - 541 с.

Математические модели контроля загрязнения воды / Дж.Ф. Эндрюс и др. - М.: Мир, 1981. - 471 с.

Методика определения состояния приствольной зоны пласта геолого-геофизическими методами для условий нефтяных месторождений Украины / З.Д. Хоминец, Н.Н. Михайлов, Я.С. Витвицкий и др. - Ивано-Франковск, 1983. - 60 с.

Мирзаджанзаде А.Х., Ентов В.М. Гидродинамика в бурении. - М.: Недра, 1985. - 195 с.

Мироненко В.А. Динамика подземных вод. - М.: Недра, 1983. - 240 с.

Михайлов Н.Н. Динамические модели околоскважинных зон // Вскрытие пластов и освоение скважин: Тезисы докладов II Всесоюзной научно-технической конференции. - М.: 1988. - С. 256.

Михайлов Н.Н. Изменения физических свойств горных пород в околоскважинных зонах. - М.: Недра, 1987. - 152 с.

Михайлов Н.Н. Изучение динамики ближней зоны газоносных пластов по временным замерам электрическими и нейтронными методами // Нефть и газ. - М.: Недра, 1972, с. 48-50.

Михайлов Н.Н. Изучение закономерностей изменения физических свойств при-скважинной области нефтегазоносных коллекторов на больших глубинах // Труды МИНХ и ГП: Материалы конференции "Коллекторы нефти и газа на больших глубинах". - М.: Недра, 1980.

Михайлов Н.Н. Исследование динамики изменения физических свойств при-скважинной области нефтегазоносных коллекторов на больших глубинах // Тезисы докладов Всесоюзной конференции "Коллекторы нефти и газа на больших глубинах." - М.: МИНХ и ГП, 1978.

Михайлов Н.Н. К методике оценки прироста нефтеотдачи за счет воздействия на призабойную зону и на пласт в целом // Геолого-геофизические исследования при физико-химических и термических методах повышения нефтеотдачи: Труды МИНГ им. И.М. Губкина. - 1985. - Вып. 191. - С. 35-42.

Михайлов Н.Н. Комплексное использование свойств ближней зоны коллекторов при изучении извлекаемых запасов нефти и газа. Sbornik prednasek, sekce matematicke metody v geologii, symposium pracovni ka banskeho prumysly, hornicka pribram ve veda technice, 665-675.

Михайлов Н.Н. Некоторые возможности комплексирования данных промысловой геофизики и гидродинамики при исследовании разрезов скважин: Бюллетень МОИП. - МГУ. - 1976. - № 6.

Михайлов Н.Н. О расформировании зоны проникновения // Нефть и газ. - МИНХ и ГП. - 1976. - С. 32-35.

Михайлов Н.Н. Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов. - М.: Недра, 1992. - 270 с.

Михайлов Н.Н., Высоковская Е.С. Прогноз остаточного нефтенасыщения по данным изучения динамики проникновения фильтрата глинистого раствора в пласт // Усовершенствование методов изучения месторождений с целью увеличения нефтеотдачи пластов. - М.: Недра, 1982. - С. 55-62.

Михайлов Н.Н., Высоковская Е.С., Назартова А.А. Способ определения коэффициента остаточной нефтенасыщенности: Авторское свидетельство СССР № 1086141 А. кл. E21 B 47/024 от 03.02.82 г., бюл. № 14, 15.04.84 г.

Михайлов Н.Н., Глазова В.М., Высоковская У.С. Прогноз остаточного нефте-

насыщения при проектировании методов воздействия на пласт и призабойную зону: Обзорная информация. Сер. Нефтепромысловое дело. - М.: ВНИИОЭНГ, 1983. - Вып. 22. - 73 с.

Михайлов Н.Н., Джемесюк А.В. Изучение капиллярно-защемленной остаточной нефтенасыщенности // Технология и техника методов повышения нефтегазо-конденсатоотдачи пластов: Труды МИНГ им. И.М. Губкина. - М.: Недра, 1989. - Вып. 199. - С. 66-72.

Михайлов Н.Н., Джемесюк А.В., Чурмаев О.М. Оценка степени ухудшения свойств околоскважинной области при расформировании зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости // Тезисы докладов Всесоюзной научно-технической конференции "Вскрытие нефтегазовых пластов и освоение скважин". - Ивано-Франковск. - 1988. - С. 257-258.

Михайлов Н.Н., Джемесюк А.В., Чурмаев О.М. Численное моделирование влияния защемления фильтрата бурового раствора на процесс капиллярного расформирования зоны проникновения. - М.: МИНГ им. И.М. Губкина, 1988. - Депонировано в ВИНТИ 28.11.88. - № 8365-В88.

Михайлов Н.Н., Кольчицкая Т.Н. Структурное моделирование динамики вытеснения пластовой воды фильтратом глинистого раствора. - Рукопись депонир. в ВИНТИ. - № 7602-В-88. - М. - 1989. - 17 с.

Михайлов Н.Н., Кольчицкая Т.Н. Численное моделирование динамики вытеснения пластовой воды фильтратом глинистого раствора // Научно-технические достижения и передовой опыт, рекомендуемые для внедрения в нефтяной промышленности. - М.: ВНИИОЭНГ, 1990. - Вып. 12. - С. 5-9.

Михайлов Н.Н., Резванов Р.А. К изучению процесса расформирования зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости геофизическими методами // НТС Разработка и эксплуатация газовых и морских нефтяных месторождений. - М.: ВНИИЭГазпром, 1981. - № 12. - С. 22-28.

Михайлов Н.Н., Резванов Р.А., Леонидова А.И. Выделение закольматированных пластов комплексом промыслово-геофизических методов // НТС Нефтегазовая геология и геофизика. - М.: ВНИИОЭНГ, 1976. - № 7. - С. 50-55.

Михайлов Н.Н., Рыжик В.М., Хавкин А.Я. Влияние процесса набухания глин на геофизические характеристики прискважинной зоны // Вопросы нелинейной геофизики. - М.: ВНИИЯГТ, 1981.

Михайлов Н.Н., Семенова Н.А. Исследование возможностей структурных моделей пористых сред при изучении изменений свойств коллектора при вскрытии и освоении скважин // Сб. трудов II Всесоюзной конференции "Вскрытие нефтегазовых пластов и освоение скважин". - М. - 1988. - С. 258-259.

Михайлов Н.Н., Хоминец З.Д. Использование динамических изменений физических свойств околоскважинных зон для оценки качества первичного вскрытия // Тезисы докладов Всесоюзной конференции "Вскрытие продуктивных горизонтов и освоение нефтегазовых скважин". - Ивано-Франковск. - 1982. - С. 142-143.

Михайлов Н.Н., Хоминец З.Д., Яремичук Р.С. Оценка качества первичного вскрытия пласта по геофизическим данным // Нефтяное хозяйство. - М.: ВНИИОЭНГ, 1983. - № 3.

Михайлов Н.Н., Яницкий П.А. Исследование влияния фильтрационных процессов на петрофизические характеристики прискважинной области // Изв. Вузов. Сер. Нефть и газ. - Баку. - 1980. - № 2.

Михайлов Н.Н., Яницкий П.А. Численное исследование динамики водонасыщения при формировании зоны проникновения в продуктивных пластах // Прикладная геофизика. - М.: Недра, 1980. - Вып. 98.

Михайлов Н.Н. Влияние зоны коагуляции на свойства прискважинной части пласта // Петрофизические связи и комплексная интерпретация данных промысловой геофизики. - М.: Недра, 1978. - С. 136-141.

Михеев В.Л. Технологические свойства буровых растворов. - М.: Недра, 1979. - 239 с.

Мосумов А.А. Гидродинамические основы совершенствования технологии проводки глубоких скважин. - М.: Недра, 1976. - 190 с.

Муравьев И.М. Изучение нефтеотдачи пластов // Труды МИНХ и ГП. - М.: Недра, 1964. - Вып. 48.

Муфид-Заде Р.Г. Исследование влияния высоких перепадов давления и температур на фрикционные свойства глинистых корок // Труды АзНИПИНефть. - 1976. - № 39. - С. 49-56.

Назаров М.М. Разработка состава дисперсионной среды буровых растворов на водной основе для качественного вскрытия низкопроницаемых отложений: Диссертация к.т.н. - М. - МИНГ им. И.М. Губкина. - 1987.

Нежник А.Е. Классификация факторов, влияющих на формирование глинистой корки и коагуляцию проницаемых объектов при заканчивании скважин // Совершенствование техники и технологии крепления скважин: Труды ВНИКРНефть. - 1984. - С. 102-106.

Николаевский В.Н. Геомеханика и флюидодинамика сред. - М.: Недра, 1996. - 450 с.

Номикосов Ю.П. Влияние скорости потока глинистого раствора на водопроницаемость и толщину глинистой корки // Нефтяное хозяйство. - М.: ВНИИОЭНГ, 1962. - № 9. - С. 10-15.

О качестве подготовки ствола скважины при бурении в осложненных условиях / Н.Л. Прусова, Б.М. Курочкин, В.М. Рыжик и др. // Нефтяное хозяйство. - 1981. - № 2. - С. 22-26.

О проникновении в девонские песчаники Нижнего Поволжья посторонних жидкостей и твердых материалов в процессе бурения и испытания скважин / А.А. Загоруйко и др. // Труды ВолгоградНИИ. НТП. - 1964. - Вып. 15. - С. 152-157.

Овнатанов Г.Т. Вскрытие и обработка пласта. - М.: Недра, 1970.

Огаджанянц В.Г., Садчиков П.Б., Фазлыев Р.Т. Изучение механизма фильтрации несмешивающихся жидкостей в микрогетерогенных пористых средах // Разработка нефтяных месторождений и гидродинамика пласта: Труды ВНИИ. - М.: Недра, 1970. - Вып. 55. - С. 135-146.

Определение глубины проникновения фильтрата бурового раствора при вскрытии продуктивного пласта / Н.Р. Рабинович, Н.В. Смирнова, В.И. Бадовская, Н.М. Малинов // Растворы и технологические требования к их свойствам. - Краснодар: ВНИКРНефть, 1986. - С. 7-11.

Орлинский Б.М. Контроль за разработкой залежей нефти геофизическими методами. - М.: Недра, 1977.

Орлинский Б.М. О роли фильтрационных процессов при выделении водонефтяного контакта нейтронными методами радиометрии // Труды ТатНИИ. - Л.: Недра, 1965. - Вып. 8.

Орлинский Б.М., Мацевский Н.С., Муслимов Р.Х. Применение промывочной жидкости с борпродуктами для выделения коллекторов в карбонатном разрезе // Нефтегазовая геология и геофизика. - М.: ВНИИОЭНГ, 1980. - № 11. - С. 36-38.

Орлов Л.И. Изменение электрического сопротивления песчаников в процессе вытеснения нефти соленой и пресной водой // Новости нефтяной и газовой техники. - ГИНТИ. - 1961. - № 7. - С. 34-37.

Орлов Л.И., Ручкин А.В., Свихнушин Н.М. Влияние промывочной жидкости на физические свойства коллекторов нефти и газа. - М.: Недра, 1976.

Осипов В.И. Природа прочностных и деформационных свойств глинистых пород. - М.: МГУ, 1979. - 235 с.

Осипов В.И., Соколов В.Н., Румянцева Н.А. Микроструктура глинистых пород. - М.: Недра, 1989. - 211 с.

Остаточная нефтенасыщенность продуктивных песчаников пластов девона / В.М. Березин, В.В. Гизатулина, В.И. Шутинов и др. // Нефтяное хозяйство. - М.: ВНИИОЭНГ, 1982. - № 6. - С. 34-37.

Оценка качества вскрытия пластов на различных этапах заканчивания скважин / Р.С. Яремийчук, Н.Н. Михайлов, З.Д. Хоминец, В.Р. Возный // Нефтяное хозяйство. - М.: ВНИИОЭНГ, 1985. - № 11.

Оценка качества первичного вскрытия продуктивных пластов по промысловым и геофизическим данным: Обзорная информация. Сер. Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений / В.И. Азаматов, Н.И. Крысин, В.Д. Спасько и др. - М.: ВНИИОЭНГ, 1989. - 45 с.

Оценка качества первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов по комплексу геофизических и гидродинамических исследований: Методические рекомендации / В.А. Кошляк, Н.Н. Михайлов, Р.А. Валиулин и др. - Уфа: ВНИИНефтепромгеофизика, 1986. - 240 с.

Оценка месторождений: производство измерений методами каротажа в зоне проникновения фильтрата бурового раствора. - Перевод с испанского статьи Генри Салича // Петротехника. - 1970. - Т. 20. - № 3. - С. 29-38.

Паршин Ю.А., Крылов Д.А., Киянов Ю.Г. Влияние отложения солей в добывающих скважинах на геофизическую информацию // Нефтяное хозяйство. - М.: ВНИИОЭНГ, 1982. - № 11. - С. 36-38.

Паус К.Ф. Буровые промывочные жидкости. - М.: Недра, 1967. - 303 с.

Пеньков А.И., Швачкин Ю.А., Федосов Р.И. Влияние температуры на водоотдачу буровых растворов // Нефтяное хозяйство. - М.: ВНИИОЭНГ, 1977. - № 7. - С. 18-20.

Пермяков И.Г. Разработка Гуймазинского нефтяного месторождения. - М.: Гостоптехиздат, 1959.

Пестриков А.С. О характере фильтрации промывочной жидкости в проницаемые пласты при проводке скважин // Труды Волгоградского НИИ. НГП. - Волгоград. - 1969. - Вып. 14. - С. 307-318.

Петросян Л.Г. Геофизические исследования в скважинах, крепленных трубами при изучении разрезов нефтегазовых месторождений. - М.: Недра, 1977.

Петросян Л.Г. О задачах геофизических исследований до и после крепления скважин обсадными трубами // Скважинные ядерно-геофизические исследования на месторождениях нефти, газа и твердых полезных ископаемых: Труды ВНИИЯГГ. - М. - 1978. - С. 1-7.

Пирсон С.Д. Учение о нефтяном пласте. - М.: Гостоптехиздат, 1961. - 570 с.

Подгорнов В.М., Стрельченко В.В., Беляков М.А. Влияние состава и качества промывочной жидкости на эффективность геофизических исследований скважин:

Обзор. Сер. Бурение газовых и газоконденсатных скважин. - М.: ВНИИЭГазпром, 1987. - 35 с.

Полимерный раствор с коагулирующими свойствами для вскрытия продуктивных пластов / М.Р. Мавлютов и др. // Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин. - Уфа. - 1984. - С. 40-45.

Полубаринова-Кочина П.Я. Теория движения грунтовых вод. - М.: Наука, 1977. - 664 с.

Полишков М.К., Ярмахов И.Г. Решение задачи формирования зоны проникновения фильтрата глинистого раствора в нефтегазоносных пластах // Прикладная геофизика. - М.: Недра, 1978. - Вып. 93. - С. 165-172.

Пономарев П.П., Каулин В.А. Отбор керна при колонковом геологоразведочном бурении. - М.: Недра, 1989. - 255 с.

Проблемы теории фильтрации и механика процессов повышения нефтеотдачи: Сб. статей под ред. акад. П.Я. Кочинной и д.т.н. В.М. Ентова. - М.: Наука, 1987. - 216 с.

Промысловая геофизика при ускоренной разведке газовых месторождений / Л.Б. Берман, В.С. Нейман, М.Д. Каргер и др. - М.: Недра, 1987. - 246 с.

Прядкин П.А. Процессы переноса малоконцентрированных суспензий // Новые исследования в области теории и управления процессов бурения скважин: Труды ВНИИБТ. - М. - 1983. - Вып. 58. - С. 80-96.

Прямов П.А., Кучернюк В.Д. Изучение процессов формирования цементного кольца геофизическими методами // Труды Башк. НИ и Проектного ин-та нефтяной промышленности. - 1977. - Вып. 7. - С. 77-85.

Расчет проникновения фильтрата глинистого раствора в продуктивный пласт на Базейском газовом месторождении / Ю.В. Калиновский и др. // Научно-тематический сборник Уфимского нефтяного ин-та. - Уфа: 1976. - Вып. 32. - С. 197-199.

Рибиндер П.А. Поверхностные явления в дисперсных системах. Физико-химическая механика: Избранные труды. - М.: Наука, 1979. - 384 с.

Рибиндер П.А. Физико-химическая механика как основа закрепления грунтов в дорожном строительстве и производстве строительных материалов на основе грунтов // Труды совещания по теоретическим основам технической мелиорации. - М.: МГУ, 1961. - 60 с.

Речуш В.А. Влияние глинистых частиц из бурового раствора на проницаемость песчаников и алевролитов // Нефтегазовая геология и геофизика: Текущая информация. - М.: ВНИИОЭНГ, 1970. - № 15. - С. 3-7.

Ризниченко И.Н. Приготовление, обработка и очистка буровых растворов. - М.: Недра, 1982.

Роджерс В.Ф. Промывочная жидкость для бурения скважин. - М.: Гостоптехиздат, 1960.

Роджерс В.Ф. Состав и свойства промывочных жидкостей для бурения нефтяных скважин. Перевод с англ. - М.: Недра, 1967. - 594 с.

Романков П.Г., Курочкина М.И. Гидромеханические процессы химической технологии. - Л.: Химия, 1974. - 288 с.

Ручкин А.В. Особенности формирования зоны проникновения в карбонатных породах различного типа // Разведочная геофизика. - М.: Недра, 1973. - Вып. 57. - С. 139-150.

Ручкин А.В. Особенности формирования зоны проникновения в карбонатных

породах различного типа // Разведочная геофизика. - М.: Недра, 1973. - Вып. 57. - С. 139-150.

Рыжик В.М. О капиллярной пропитке водой нефтенасыщенного гидрофильного пласта: Изв. АН СССР. ОТН Механика и машиностроения. - 1960. - № 2.

Савьюк Г.В. Улучшение в процессе освоения скважины фильтрационных свойств призабойной зоны пластов, насыщенных парафинистой нефтью, методом многократных циклических депрессий: Автореферат к.т.н. - ИФИНГ. - Иванов-Франковск. - 1988. - 18 с.

Свалов А.М. Забойная фильтрация при положительном дифференциальном давлении // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. - Новосибирск: Наука, 1989. - № 1. - С. 67-73.

Свалов А.М. К теории неравновесной фильтрации // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. - Новосибирск: Наука, 1986. - № 6. - С. 92-95.

Свалов А.М. О некоторых факторах, влияющих на глубину проникновения тиксотропных жидкостей в проницаемые породы в процессе бурения // Коллоидный журнал. - М.: Наука, 1988. - № 2. - Т. 50. - С. 301-306.

Свихнушин Н.М., Тур В.Д. Влияние твердой и коллоидной фаз глинистого раствора на снижение проницаемости призабойной зоны // НТС Бурение. - М.: ВНИИОЭНГ, 1965. - № 1. - С. 22-24.

Сеид-Рза М.К., Шерстнев Н.М., Григорян А.А. Экспериментальные исследования деформации глинистых корок под действием перепада давления // Нефтяное хозяйство. - М.: ВНИИОЭНГ, 1969. - № 4.

Сигал Л.А., Романенко В.И. Параметры зоны проникновения меловых и юрских отложений // Труды СибНИИ геологии, геофизики и минерального сырья. - Тюмень. - 1969. Вып. 93. - С. 100-106.

Сидоровский В.А. Вскрытие пластов и повышение продуктивности скважин. - М.: Недра, 1978.

Сидоровский В.А. Методика определения объема фильтрата промывочного раствора, поглощенного пластом // НТС Бурение. - М.: ВНИИОЭНГ, 1965. - № 7. - С. 32-34.

Соколов В.А., Гендельман Ю.В., Добрынина З.В. Оценка характера насыщения терригенных коллекторов Волгоградской области // Нефтегазовая геология и геофизика. - М.: ВНИИОЭНГ, 1979. - № 7. - С. 42-45.

Соколов В.И. Центрифугирование. - М.: Химия, 1976. - 408 с.

Состояние работ по воздействию на призабойную зону пласта и перспективы их развития / В.П. Шалинов, П.М. Южанинов, В.И. Азаматов и др. // Нефтяное хозяйство. - М.: ВНИИОЭНГ, 1986. - № 6.

Способ определения остаточной нефтенасыщенности / Р.С. Яремийчук, Н.Н. Михайлов, З.Д. Хоминец и др. - Бюл. № 38. - 1986.

Степанов Н.В. Моделирование и прогноз осложнений при бурении скважин. - М.: Недра, 1989. - 253 с.

Степанянец А.К. Вскрытие продуктивных пластов. - М.: Недра, 1963.

Сургучев М.Л. Влияние условий вскрытия пластов на продуктивность скважин и нефтеотдачу // Нефтяное хозяйство. - М.: ВНИИОЭНГ, 1973. - № 11.

Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. - М.: Недра, 1985. - 308 с.

Сургучев М.Л. Методы контроля и регулирования процесса разработки нефтяных месторождений. - М.: Недра, 1968. - 301 с.

Теоретические основы инженерной геологии. Физико-химические основы / Под ред. акад. Е.М. Сергеева. - М.: Недра, 1985. - 288 с.

Технология бурения с управляемой гидродинамической кольматацией / М.Р. Мавлютов, В.Ф. Галианбаров // Нефтяное хозяйство. - М.: ВНИИОЭНГ, 1987. - № 6.

Тихонов В.Г., Гончарова П.В., Тершак Б.А. Исследование влияния буферных жидкостей на фильтрационные свойства глинистой корки // Бурение скважин в Днепровско-Донецкой и Припятской впадине. - Киев. - 1984. - С. 28-32.

Турбулентность в стоксовых течениях / Г.И. Баренблатт и др. // Журнал теоретической и экспериментальной физики. - 1989. - Вып. 4(10). - С. 1272-1278.

Туровский И.С. Обработка осадков сточных вод. - М.: Стройиздат, 1975.

Устойчивость стенок скважины / М.К. Сеид-Рза и др. - М.: Недра, 1981.

Устройство для оценки прихватоопасных свойств бурового раствора / Л.С. Стреленя, И.А. Карманов, С.Е. Яковлев и др. // Бурение. - М.: ВНИИОЭНГ, 1979. - № 10. - С. 33-35.

Фазовые проницаемости коллекторов нефти и газа / В.М. Добрынин, А.Г. Ковалев, А.М. Кузнецов, В.Н. Черноглазов // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. - М.: ВНИИОЭНГ, 1988.

Фарманова Н.В. Некоторые результаты исследования продуктивных карбонатных отложений месторождения Осташковичи Белоруссии // Петрофизика и промышленная геофизика: Труды МИНХ и ГП. - М.: Недра, 1969. - Вып. 89. - С. 93-102.

Федин Л.М., Рейтенбах В.Г. Новые представления о зоне проникновения // Нефтяное хозяйство. - М.: ВНИИОЭНГ, 1988. - № 8. - С. 28-33.

Федин Л.М., Рейтенбах В.Г. Повышение эффективности выделения коллекторов методами каротаж - воздействие - каротаж // Геология нефти и газа. - М.: Недра, 1988. - № 8. - С. 30-33.

Федорцов В.К., Пешков В.Е. К вопросу выделения интервалов перфорации и опробования при изучении и испытанием водонефтяных переходных зон: Труды ЗапСибНИГНИ. - Тюмень. - 1974. - Вып. 76. - С. 3-9.

Федоткин И.М., Воробьев В.И., Вьюн С.М. Гидродинамическая теория фильтрования суспензий. - Киев: Вища школа, 1986. - 166 с.

Фельдман А.Я., Шапошникова Т.А., Юдин В.А. Исследование диффузионного расформирования зоны проникновения бурового раствора в водоносном пласте // Ядерно-геофизические и геоакустические исследования на нефть и газ. - М.: ВНИИЯГТ, 1977. - С. 36-41.

Фельдман А.Я., Юдин В.А. Влияние фильтрационно-емкостных свойств пород на длительность расформирования зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости // Прикладная геофизика. - М.: Недра, 1982. - Вып. 105. - С. 164-171.

Фергюссон С.К., Клотц Д.А. Водоотдача из глинистых растворов в процессе бурения. Перевод с англ. // Практика обработки глинистых растворов в США. - М.: Гос. ин-т научно-техн. информации, 1958. - 201 с.

Фиалко А.И., Важенш О.Н. Методика моделирования процесса проникновения глинистого раствора в пористую среду // Геофизические исследования на Украине. - Киев: Техника, 1977. - С. 146-150.

Формирование фильтрационных корок буровых растворов и величина напряжения сдвига контактирующих с ними поверхностей / И.А. Карманов, В.Г. Кармолин, В.А. Клиненко и др. // Физико-химическая механика промысловых и тампонажных дисперсий. - 1979. - С. 164-166.

Фрид Ж. Загрязнение подземных вод. - Недра, 1981. - 301 с.

Фридрихсберг Д.А. Курс коллоидной химии. - Л.: Химия, 1984. - 368 с.

Хайбулин А.Ш., Анпилогов А.П. Изучение коллекторских свойств кембрийских отложений по зоне проникновения // Труды Лит. НИГРИ. - Вильнюс. - 1972. - Вып. 21. - С. 161-166.

Цытович Н.А., Тер Мартыросян З.Г. Основы прикладной геомеханики в строительстве. - Высшая школа. - 1981. - 31 с.

Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика. - М.: Гостоптехиздат, 1963. - 395 с.

Черемисинов О.А. Проблемы газометрии скважин. - М.: Недра, 1973.

Черепанов Г.П. Механика разрушения горных пород в процессе бурения. - М.: Недра, 1987. - 308 с.

Чижов С.И. Коэффициенты вытеснения нефти водой в условиях трещиноватой среды // Нефтепромысловое дело. - М.: ВНИИОЭНГ, 1977. - № 116. - С. 8-11.

Численное решение задачи формирования зоны проникновения / И.Г. Ярмахов, И.В. Логинов, Н.П. Сохранов, Б.Ю. Вендельштейн // Прикладная геофизика. - М.: Недра, 1977. - Вып. 89. - С. 135-142.

Шантарин В.Д., Аринштейн Э.А. Образование фильтрационной корки // Изв. Вузов. Сер. Нефть и газ. - 1987. - № 2.

Шантарин В.Д., Юшкова Н.Е., Козубовский А.И. Температурная зависимость фильтрации буровых жидкостей // Бурение и крепление разведочных скважин в сложных геологических условиях. - Тюмень. - 1986. - С. 85-90.

Шапошникова Т.А., Юдин В.А. Теоретическое исследование теплового поля при гидратации цемента // Труды ВНИИЯГГ. - 1975. - Вып. 23. - С. 41-46.

Шаравьева Г.Н., Посаженикова Л.И. Применение относительного параметра a для выделения эффективных толщин сложно построенных коллекторов ЮС месторождений Сургутского свода // Исследование эффективности разработки месторождений Западной Сибири. - Тюмень. - 1984. - С. 17-30.

Шароварин В.Д. Об учете остаточной нефтенасыщенности при определении пористости по сопровитвлению зоны проникновения // НТС Нефтегазовая геология и геофизика. - № 10. - М.: ВНИИОЭНГ, 1971. - № 10. - С. 26-29.

Шейдеггер А.Э. Физика течения жидкостей через пористые среды. - М.: Гостоптехиздат, 1960. - 249 с.

Шерстнев Н.М., Расизаде Я.М., Шаринзаде С.Н. Предупреждение и ликвидация осложнений в бурении. - М.: Недра, 1984.

Шехтман Ю.М. Фильтрация малоконцентрированных суспензий. - М.: АН СССР, 1961. - 211 с.

Шмельков В.Е., Луценко Ю.Н. Прибор и методика для исследования водоотдачи трехфазных пен // Геология, бурение и разработка газовых месторождений. - М.: ВНИИЭГазпром, 1981. - № 10. - С. 7-10.

Шукле Л. Реологические проблемы механики грунтов. Перевод с англ. - М.: Стройиздат, 1976. - 485 с.

Щелкачев В.Н. Состояние добычи нефти и внедрения методов повышения нефтеотдачи за рубежом // Нефтепромысловое дело. - М.: ВНИИОЭНГ, 1985.

Шелкачев В.Н., Донцов К.М. Сопоставление исследований скважин различными методами // Нефтяное хозяйство. - 1945. - № 2-3. - С. 18-23.

Эйгелес Р.М., Элькин А.Ф. Динамическая фильтрация бурового раствора на забое бурящейся скважины // Нефтяное хозяйство. - М.: ВНИИОЭНГ, 1984. - № 11. - С. 12-16.

Элланский М.М. Петрофизические связи и комплексная интерпретация данных промысловой геофизики. - М.: Недра, 1978. - 215 с.

Элланский М.М., Еникеев Б.Н. Использование многомерных связей в нефтегазовой геологии. - М.: Недра, 1991. - 205 с.

Юдин В.А. Основы использования фильтрационных процессов в прискважинной зоне при промыслово-геофизических исследованиях: Обзор ВИЭМС. - 1980. - 48 с.

Ядерно-геофизические и геоакустические исследования скважин при целенаправленном воздействии на пласт: Труды ВНИИЯГГ. - М. - 1983. - 110 с.

Яремийчук Р.С., Качмар Ю.Д. Вскрытие продуктивных горизонтов и освоение скважин. - Львов: Вища школа, 1982. - 150 с.

Яремийчук Р.С., Михайлов Н.Н., Бачериков И.В. О выборе путей совершенствования технологии вскрытия продуктивных пластов // Республ. НТС "Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений". - Львов: Вища школа, 1985. - Вып. 22. - С. 44-47.

Яремийчук Р.С., Семак Г.Г. Обеспечение надежности и качества стволов глубоких скважин. - М.: Недра, 1982. - 257 с.

Ярмахов И.Г. Численное исследование процесса формирования зоны проникновения промысловочной жидкости // Численные методы в геофизике. - М.: МГУ, 1979. - С. 87-109.

Ясов В.Г., Мыслюк М.А. Осложнения в бурении: Справочник. - М.: Недра, 1991. - 334 с.

Abrams A. Mud Design to Minimize Rock Impairment Due to Particle Invasion. IPT, 1977, vol. 29, N 5, p. 586-592.

Abrams A. The Influence of Fluid Viscosity, Interfacial Tension, and Flow Velocity on Residual Oil Saturation Left by Waterflood / SPEJ. October 1976, vol. 15, p. 437-447.

Amaefule J.O., Handy L.L.O. The Effect of Interfacial Tensions on Relative Oil / Water Permeabilities of Consolidated Porous Media / SPEJ. 1982. Vol. 22, N 22, p. 371-381.

Analysis of Mudcake Structures Formed Under Simulated Borehole Condition / Albert Hartmann, Mustafa Ozerler, Claus Marx, Hans-Joachim Neumann, SPE Drilling Engineering, December, 1988, p. 395-402.

Antos P., Bleyer A. and Vay D.A.T. A Novel mathematical Description of Filtration Processes. The Case of Compressible Filter Cakes. - Hungarian Journal of Industrial Chemistry Veszprem, 1985, vol. 13, p. 441-447.

Batycky J.P. and McCaffery F.G. Paper N 78-29-26 presented at the 29th Annual Technical Meeting of the Petroleum Society of CIM. Calgary. 13-16 June 4. 1978

Black A.D., Dearing H.L., Dibona B.G. Effects of Pore Pressure and Mud Filtration on Drilling Rates in a Permeable Sandstone. - Journal of petroleum Technology.

Chatzis I., Morrow N.R. Correlation of Capillary Number Relationships for Sandstones SPEJ, October 1984, p. 556-620.

Deans H.F. Using chemical tracers to measure fractional flow and saturation in-situ // 5th SPE Symp. on improved methods for oil recovery. Tulsa (Okla), 1978.

Seetharam R.V., Deans H.A. A new automated parameter-estimation algorithm for single-well tracer tests // SPE Reserv. Eng. 1989, Vol. 4, N 2. P. 35-44.

Sheely C.Q., Baldwin D.E. Single-well tracer tests for evaluating chemical enhanced oil recovery processes // Ibid. 1982, Vol. 34, N 8. P. 1887-1896.

Tomich J.F., Dalton R.L., Deans H.A., Shallenberger L.K. Single-well tracer method to measure residual oil saturation // JPT. 1973, Vol. 25, N 2. P. 211-218.

Dieter Weck. Das Problems des Filterkuchens in Bohrungen. - Freiburger Forschungshefte, s. 155, Geophysik, VEB Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, Leipzig, 1963.

Donaldson E.C., Chernoglasov V. Characterization of drilling mud fluid invasion / J. of Petroleum Science and Engineering - 1987, N 1, p. 3-13.

Doty P.A. Clear Brine Drilling Fluids: A Study of Penetration Rates, Formation Damage and Wellbore Stability in Full-Scale Drilling Tests. SPE Drilling Engineering, February, 1986, p. 17-30.

Dullien F.A.L., Dhavan G.K., Nur Gurak, Babjak L. A Relationship Between Pore Structure and Residual Oil Saturation in Tertiary Surfactant Floods / SPEJ. August 1972, p. 289-296.

Effect of mud filtrate invasion on apparent productivity in Drillliten tests in Low - Permeability Gas Formations / S.A. Holdich, W.S. Les, D.E. Lancaster, T.V. Davis - J.P.T., vol. 35, N 2, 1983, p. 249-305.

Ehrlich R., Hasiba H.H., Raimondi P. Alkaline Waterflooding for Wettability Alteration - Evaluating a Potential Field Application / JPT. December 1974, p. 1335-1343.

Fertl W. Use caution with movable oil plot. - The Oil and Gas Journal, Jan. 10, 1977, s. 65-69.

Fertl W.H. Determination of residual oil saturation from geophysical well logs in tertiary recovery projects. - Energy Sour., 1979, N 4(3), p. 259-280.

Fertl W.H. Determination of water saturation in earth formations independent of lithology. - U.S. Patent, 1982, N 4, 494, 071.

Fertl W.H., Chilingarian G.V. Determination of residual oil saturation based on geophysical well logging techniques. - Enhanced Oil Recovery, II Process and Oper., Amsterdam, 1989, p. 61-89.

Foster W.R. A Low Tension Waterflooding Process / JPT. February 1973, vol. 25, p. 205-210.

Frank O., Jones J.R. Influence of Chemical Composition of Water on Clay Blocking of Permeability. J.P.T. April 1964, p. 441-446.

Fulcher R.A., Ertekin T., Stahl D.C. The Effect of Capillary Number and Its Constituents on Two Phase Relative Permeabilities Curves / JPT. February 1985. Vol. 37, p. 249-260.

Ghofrani R. Untersuchungen der dynamischen Filtration derim Bohrbetrieb eingesetzten wasserbasischen Bentonitpeilungen und der Möglichkeit einer Abtragung des Filterkuchens mitHilfre von Waschflusugkeiteten

unter sumulierten Bohrlockbedingungen. - Erdol-Erdgas, 1977, Zeitschrift H.4, v. 93, s. 137-150.

Grace H.P. Resistance and Compressibility of Filter Cakes. - Chemical Engineering Progress, vol. 49, N 6, 1953, p. 303-318.

Gupta S.P., Trushenski S.P. Micellar Flooding - Compositional Effect on Oil Displacement / SPEJ. April 1979, p. 116-128.

Holditch S.A. Factors affecting water blocking and Gas flow Frach Hydraulically Fractured Gas Wells.- J.P.T., N 12, 1979, p. 1515-1524.

Jacquin G. Etude des ecoulements et des egulibres de fluides dans les sables argileux "These, Faculte des Sciences de l' Universite de Paris" 30 mars, 1965, 58 p., il.

Kochina I.N., Mikhailov N.N., Filinov M.V. Groundwater mound damping International Journal of Engineering Sciences, vol. 21, N 4, p. 413-421, 1983. Printed in Great Britain.

Krueger R.F. and Vogel L.C. Damage to Sandstone Gores by Particles from Drilling Fluids. Drill. and Prod. Prac. API (1954), 158, p. 158-166.

Larson R.G., Davis H.T., Scriven L.E. Displacement of residual nonwetting fluid from porous media // Chem. Eng. Sci. 1981. Vol. 236, N 1, p. 75-85.

Larson R.G., Davis H.T., Scriven L.E. Displacement of Residual Nonwetting Fluid from Porous Media. - Chem. Eng. Sci., v. 36, N 1, 1981, p. 75-85.

Larson R.G., Scriven L.E., Davis H.T. Percolation Theory of Twophase Flow in Porous Media. - Chem. Eng. Sci., v. 36, N 1, p. 57-73.

Lefebvre du Prey E.J. Factors Affecting Liquid-Liquid Relative Permeabilities of a Consolidated Porous Medium / SPEJ. February 1973. Vol. 13, p. 39.

Leverett M.C. Transactions AIME. 1939, vol. 132, p. 149.

MacDonald I., Dullien P.A.L. Correlating Tertiary Oil Recovery in Water-Wet Systems / SPEJ. February 1976, p. 7-9.

Martin M., Vaussard A., Patroni J.M. Filtration des fluides de forage a travers. Les parols du puits bibliographie: Revue de l institut du pertole, vol. 39, N 6, Novembre-December 1984, p. 735-758.

Melrose J.C., Brandner G.F. Role of capillary forces in determining microscopic displacement efficiency for oil recovery by waterflooding // K. Canad. Pertol. Technol. 1974. Oct.-Dec., p. 54-62.

Method for determining residual oil with pulsed neutron capture logs // Richardson J.E., Wyman R.R., Jordan J.R. and Mitchell F.R. - Soc. Pet. Eng. Symp. on Improved Recovery, Tulsa, Ohla., April 1972, SPE3796.

Moore T.F. and Slobod R.L. The Effect of Viscosity and Capillarity on the Displacement of Oil by Water/Prod. Monthly. August 1956, p. 20-30.

Norrish K. The swelling of montmorillonite. Discuss Faraday Soc. 1954, v. 18, p. 120-134.

Ojeda E., Preston F., Calhoun J.C. Correlation of Oil Residuals Following Surfactant Floods // Producer Monthly. December 1953. Vol. 19, p. 20-29.

Outmans H.D. Mechanigs of Static and Dynamic Filtration in the Borehole, Society of Petroleum Engineering. - Journal, September, 1963, p. 236-244.

Pelkier B., Atkinson G. Dynamic Pore Pressure a head of the Bit. - SPE Drilling Engineering, December 1987, p. 351-358, September 1985, p. 1671-1681.

Smiles D.E. Steady flow experiments in saturated clay // Aust. J. Soil Res. 1969, N 7, p. 91-98.

Smiles D.E., Resental M.G. The movement of water in swelling materials // Aust. J. Soil Res. 1968, N 6, p. 237-248.

Taber J.J. Dynamic and Static Forces Required to Remove a Discontinuous Oil Phase from Porous Media Containing Both Oil and Water / SPEJ. 1969. Vol. 29, N 1, p. 3-10.

Tiller F.M. The Role of Porosity in Filtration. - Chemical Engineering Progress, vol. 49, N 1953, p. 467-479.

Von W.V. Engelhardt. Filterkuchenbildung und Wasserabgabe von Tiefbont-Spülungen. "Erdöl und Kogel" 6. Jahrg'April, 1953. N 7. s. 191-192.

Von W.V. Engelgardt und E.Schindewolf. Aur Filtration von Tonsuspensionen. - Kolloid Seitstdhrift, Band 127, Heft 2/3, 1952, s. 150-164.

Wagner O.R. and Leach R.O. Effect of Interfacial Tension on Displacement Efficiency / SPEJ December 1966, p. 335-344.

Wellington S.L., Vinegar H.j. X-Ray Computerized Tomography. - J. Petrol. Technol. 1987, vol. 39, N 8, pp. 885-898.

ОСНОВНЫЕ УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

| | |
|--|--|
| x, r | - текущие и безразмерные координаты |
| t, τ, T | - текущее и безразмерное время |
| $t_0(t_1), t_2(t_ф), t_p$ | - времена начала и конца формирования зоны проникновения и разрушения промытой зоны |
| $h_{ГК}, h_{ГК ц}, h_{ч}, h_{зк}$ | - толщина глинистой корки при статическом и циркуляционном режимах, глубина проникновения частиц кольматанта, толщина зоны кольматации |
| $\Delta h_{ГК}$ | - разность толщин глинистой корки |
| $r_s, r_c, r_n, R_x, r_{зк}, R_{пп}, R_{зп}, R_{ф}, R_{зп с}, R_{мо}, r_a, R_k$ ов | - радиусы скважины, исследования метода, характерный, зоны кольматации, промытой зоны, зоны проникновения, фронта, зоны с измененной минерализацией, зоны массобмена, зоны защемления, зоны гидратации, начальный радиус бугра, зоны с измененной остаточной водонасыщенностью |
| L, l | - длина образца |
| $H, H_{эф}$ | - толщина пласта, эффективная толщина |
| H | - безразмерная высота |
| $h(r, t)$ | - высота бугра жидкости и граница раздела газ - фильтрат |
| $h_j(r, t)$ | - часть толщины пласта, занятая фильтратом ($j = 1$) и пластовой водой ($j = 2$) |
| $k_0, k_{эф}, k_i$ | - коэффициенты абсолютной, эффективной и фазовой проницаемости пласта |
| $k_v, k_{ов}, k_v^*$ | - коэффициенты текущего, остаточного и максимального водонасыщения пласта |
| $V_{ГК}, V_{ТВ}$ | - текущие объемы глинистой корки и твердой фазы |
| $K_{нпо}$ | - коэффициент недоступного порового объема |
| $K_{пл}, K_{ГК}, K_{ГК}' , K$ | - коэффициенты пьезопроводности пласта и глинистой корки, образовавшейся на фильтре и пласте, поровый геометрический фактор |
| k_v пл, k_v зп, k_v фр, S_v | - коэффициенты водонасыщения промытой зоны (пласта), зоны проникновения, на фронте вытеснения, водонасыщенность |
| $S_{ТВ}, S_{ф}, S_k, S_k$ св, S_k кс | - объемная концентрация твердой фазы в глинистом растворе, коэффициенты насыщения пор фильтратом, кольматантом, свободным кольматантом, кольматантом в кольматирующей среде |
| $a_{кс}, a_v, a_0$ | - коэффициенты насыщения пор кольматирующей средой, гидратированной водой, осадком |
| $C, C_{ф}, C_v, C_p, C_k, C_0$ | - концентрация солей, то же в фильтрате, воде, равновесная, кольматанта в фильтрате, начальная |
| N, N_p | - концентрации массовая и равновесная солей в твердой фазе |
| $k_{ов т}$ | - коэффициент текущего остаточного водонасыщения |
| $k_n, k_r, k_{он}$ | - коэффициенты нефте-, газо-, остаточного нефтенасыщения |
| σ, σ' | - коэффициент относительного подвижного водонасыщения при двухфазной фильтрации, поверхностное натяжение на границе раздела фаз |
| $F(k_v), F(\sigma)$ | - функция Баклея - Леверетта |

| | |
|--|---|
| $f_{1,2}(k_B), f_{1,2}(\sigma)$ | - относительные фазовые проницаемости для несмачивающей (1) и смачивающей (2) фаз |
| $f_1(k_{об}), f_2(k_{в*})$ | - значения относительных фазовых проницаемостей при коэффициентах остаточного и максимально возможного водонасыщения |
| $m_0, m_{эф}, m_d, m_a, m_{\phi i}$ | - коэффициенты открытой, эффективной, динамической активной и фиктивной пористости |
| $m_{гк}, m_h, m_{гк}, (0),$ | - коэффициенты пористости глинистой корки, корки на границе с раствором, на границе с пластом, зоны кольматации, кольматирующей среды |
| $m_{зк}, m_{кс}$ | - динамические вязкости смачивающей ($i = 2$) и несмачивающей ($i = 1$) фаз, фильтрата ($j = 1$) и воды ($j = 2$) |
| μ_i, μ_j | - относительная вязкость |
| $\mu_0 = (\mu_1/\mu_2)$ | - коэффициенты проницаемости глинистой корки, зоны кольматации, зоны проникновения, зоны гидратации и зоны массообмена |
| $k_{гк}, k_{зк}, k_{зп}, k_{зг},$ $k_{мо},$ | - коэффициенты сжимаемости глинистой корки и пласта |
| $a_{гк}, \beta$ | - коэффициенты проницаемости и сжимаемости однородной глинистой корки при эффективном напряжении 0,1 МПа |
| $k_{гк1}, a_{гк1}$ | - коэффициенты, характеризующие степень влияния эффективного напряжения на проницаемость и сжимаемость глинистой корки |
| m_1, ν | - коэффициенты эффективной и молекулярной диффузии в пористой среде и растворе |
| D^*, D_m, D_0 | - коэффициент гидродинамической дисперсии |
| λ | - эффективное напряжение, то же в глинистой корке и пласте |
| $\sigma_{эф}, \sigma_{эф гк}, \sigma_{эф пл}$ | - общий перепад давления, внутривязное давление, перепад, приходящийся на глинистую корку |
| $p, p_{гк}$ | - давление смачивающей (2) и несмачивающей (1) фаз, капиллярное давление |
| $p_1, 2, p_k$ | - краевой угол смачивания |
| θ | - плотность глинистого раствора, дисперсной (твердой) фазы фильтрата и воды |
| $\gamma_p, \gamma_{тв}, \gamma_{ф}, \gamma_{в}$ | - средний радиус пор |
| \bar{r} | - коэффициент гидродинамической извилистости |
| τ | - объем фильтрата, прошедший через глинистую корку |
| $Q(t)$ | - водоотдача при образовании глинистой корки на фильтре и пласте |
| $V_{ф}, V_{пл}$ | - удельное электрическое сопротивление глинистого раствора фильтрата, глинистой корки, зоны кольматации, промытой зоны проникновения, породы, смеси вода - фильтрат |
| $\rho_p, \rho_{ф}, \rho_{гк}, \rho_{зк},$ $\rho_{пп}, \rho_{зп}, \rho_{п}, \rho_{вф}$ | - плотности зоны кольматации, скелета, фильтрата, кольматанта, солей в твердой фазе, разность плотностей в фазах |
| $\delta_{зк}, \delta_{ск}, \delta_{ф}, \delta_{к},$ $\delta_{с}, \Delta\delta$ | - коэффициент глинистости пласта, зоны кольматации, на границе зоны кольматации, на границе образца |
| $k_{гЛ}, k_{гЛ зк},$ $k_{гЛ зк} (0), k_{гЛ зк} (L)$ | - водородные индексы пласта, зоны кольматации, кольматанта, фильтрата, связанной воды, приведенный водородный индекс |
| $\omega, \omega_{зк}, \omega_{к}, \omega_{ф}, \omega_{св},$ ω^* | - функция Леверетта |
| $J(k_B), J(\sigma)$ | - постоянная Козени |
| J | |

$S_{\text{эк уд}}$
 $\Delta t_{\text{эк}}, \Delta t_{\text{кс}}, \Delta t_{\text{ф}},$
 $\Delta t_{\text{фк}}$

$q(t), q_{\text{он}}$

q_i

q_n

v_i

$v(t)$

Γ

$\Delta U_{\text{ПС}}, k_{\text{ПС}}$

$\beta_{\text{в}}, \beta_{\text{о}}, \eta_{\text{н}}, \eta_{\text{п}}$

z

$\alpha_i, \beta_i, \gamma_i, n_i$

m, n

A_i, B_i, C_i

Π_i, V

∂_x, ∂_t и т.д.

ФС

ФЭС

ОЗ

ОНН

ГК

ЗК

ЗП

ПЗ

ГИС

- удельная поверхность
- интегральные времена пробега продольных волн в зоне кольматации, кольматирующей среде, фильтрате, суспензии фильтрат - кольматант
- расход фильтрата через глинистую корку и зону кольматации, начальный расход фильтрата
- расходы смачивающей ($i = 2$) и несмачивающей ($i = 1$) фаз
- поправка за невытесненную пластовую воду
- скорость фильтрации смачивающей ($i = 2$) и несмачивающей ($i = 1$) фаз
- скорость фильтрации
- коэффициент Генри
- потенциал самопроизвольной поляризации горных пород и его коэффициент
- коэффициенты вытеснения, охвата, нефтеотдачи, удельной продуктивности
- фактор смешения
- показатели степени в эмпирических зависимостях
- структурный коэффициент, показатель смачиваемости
- эмпирические постоянные коэффициенты
- безразмерные комплексы подобия
- частные производные
- фильтрационные свойства
- фильтрационно-емкостные свойства
- околоскважинная зона
- остаточное нефтенасыщение
- глинистая корка
- зона кольматации
- зона проникновения
- промытая зона
- геофизические исследования скважин

| | |
|--|-----------|
| Введение | 5 |
| 1. Геотехнологические процессы, формирующие состояние околоскважинной зоны | 13 |
| 1.1. Основные представления о прискважинных процессах и их относительной роли в формировании околоскважинных зон | 14 |
| 1.2. Процессы, определяющие состояние околоскважинной зоны при геофизических исследованиях скважин | 26 |
| 1.3. Состояние использования параметров околоскважинных зон при геофизических исследованиях скважин | 31 |
| | |
| Часть I | |
| ТЕХНОГЕННАЯ ГЕОДИНАМИКА ОКОЛОСКВАЖИНЫХ ЗОН | 34 |
| | |
| Раздел первый | |
| Динамика околоскважинных зон при разделении промывочной жидкости на дисперсную фазу и дисперсионную среду. | 36 |
| 2. Развитие исследований по изучению статики и динамики глинистых корок | 40 |
| 2.1. Структура и свойства глинистой корки | 41 |
| 2.2. Фильтрационное уплотнение глинистой корки | 44 |
| 2.3. Зависимости физических свойств глинистых корок от эффективных напряжений. | 47 |
| 2.4. Физико-химический микромеханизм изменения свойств глинистой корки при уплотнении | 50 |
| 2.5. Исследование распределения эффективных напряжений в глинистой корке в процессе ее образования и уплотнения | 55 |
| 2.6. Гидродинамическое взаимодействие глинистой корки с пластом | 62 |
| 2.7. Влияние физико-химической обработки на взаимодействие глинистой корки с пластом | 69 |
| 2.8. Развитие исследований по фильтрации через глинистые корки | 73 |
| 3. Развитие исследований по изучению зоны кольматации | 80 |
| 3.1. Основные представления о механизме зоны кольматации | 80 |
| 3.2. Физическая модель накопления кольматанта во внутриворонном пространстве | 83 |
| 3.3. Силы, контролируемые микромеханизмы кольматации частицами промывочной жидкости. | 89 |
| 3.4. Связи физических свойств зоны кольматации с насыщением пор кольматантом | 90 |
| | |
| Раздел второй | |
| Динамика околоскважинных зон при вытеснении нефти, газа и воды фильтратом промывочной жидкости. | 94 |
| 4. Развитие исследований по изучению зоны проникновения продуктивных и водоносных пластов | 95 |
| 4.1. Анализ физико-гидродинамических условий образования зоны проникновения продуктивных пластов | 95 |
| 4.2. Разработка методики моделирования процессов вытеснения нефти и газа фильтратом глинистого раствора | 103 |

| | | |
|--------|--|-----|
| 4.3. | Изучение процессов вытеснения нефти и газа из околоскважинной зоны и влияния геотехнологических факторов на эти процессы . . . | 105 |
| 4.3.1. | Особенности формирования зоны проникновения в слоистом разрезе | 123 |
| 4.4. | Влияние взаимодействия фильтра промывочной жидкости со скелетом породы на динамику зоны проникновения | 131 |
| 4.5. | Особенности формирования зоны проникновения в водоносных и обводнившихся пластах | 139 |
| 4.6. | Масштабные эффекты в зоне проникновения фильтра промывочной жидкости в водоносный пласт | 142 |
| 4.7. | Структурные эффекты в околоскважинных зонах водоносных пластов | 145 |
| 4.8. | Влияние изменения технологических режимов вытеснения пластовой воды фильтратом на динамику зоны проникновения. | 147 |
| 4.9. | Особенности формирования зоны проникновения в пластах, вскрытых горизонтальной скважиной | 153 |
| 5. | Развитие исследований по изучению процессов расформирования зоны проникновения в продуктивных и водоносных пластах | 159 |
| 5.1. | Разработка теоретических основ изучения процессов расформирования зоны проникновения | 161 |
| 5.2. | Исследование процессов расформирования зоны проникновения на основе классических представлений | 168 |
| 5.3. | Влияние эффектов защемления на процессы расформирования зоны проникновения | 178 |

Часть II

РАЗРАБОТКА НАУЧНО-МЕТОДИЧЕСКИХ ОСНОВ ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ ОКОЛОСКВАЖИННЫХ ЗОН МЕТОДАМИ ГИС 191

Раздел третий

Основы динамической петрофизики околоскважинных зон. 191

| | | |
|------|---|-----|
| 6. | Динамические модели околоскважинных зон | 192 |
| 6.1. | Динамические модели изменения физических свойств в глинистой корке | 193 |
| 6.2. | Петрофизика зоны кольматации. | 202 |
| 6.3. | Динамические модели промытой зоны и остаточного нефтенасыщения | 207 |
| 6.4. | Динамические модели и закономерности изменения физических свойств пласта в процессе формирования зоны проникновения . . | 227 |
| 6.5. | Динамические модели расформирования зоны проникновения. . . . | 239 |

Раздел четвертый

Геотехнологические оценки по данным ГИС околоскважинных зон для повышения эффективности нефтегазоизвлечения. 241

| | | |
|------|---|-----|
| 7. | Геотехнологические оценки околоскважинных зон при повышении продуктивности скважин | 242 |
| 7.1. | Оценка качества вскрытия пластов бурением на основе динамических моделей изменения физических свойств пласта в околоскважинных зонах. | 245 |
| 7.2. | Оценка состояния ОЗ на основе изучения динамики расформирования зоны проникновения по данным ГИС. | 252 |
| 7.3. | Использование геотехнологических оценок ОЗ для повышения эффективности нефтегазоизвлечения | 266 |
| 8. | Геотехнологические оценки околоскважинных зон при обосновании методов повышения эффективности нефтеизвлечения | 270 |

| | |
|---|-----|
| 8.1. Изучение структуры и подвижности ОНН по промытой части ОЗ . . . | 271 |
| 8.2. Прогноз ОНН по результатам изучения ЗП комплексом ГИС | 275 |
| 8.3. Прогноз ОНН и его структуры по данным моделирования заводнения | 278 |
| 8.4. Совершенствование существующих технологий изучения ОНН по данном ГИС на основе динамических моделей ОЗ. | 279 |
| 9. Использование индикаторных методов для геотехнологических оценок остаточных запасов | 287 |
| Заключение | 304 |
| Список литературы | 311 |
| Основные условные обозначения | 331 |

| | |
|---|-----------|
| Introduction | 5 |
| 1. Geotechnological processes forming the state of the near well bore zone | 13 |
| 1.1. Fundamental concepts of the near well bore processes and their relative role in forming the near-well-bore zones | 14 |
| 1.2. Processes, influencing the near well bore zone state in geophysical surveys of wells | 26 |
| 1.3. The condition of the near-well-bore zones parameters use in geophysical well surveys | 31 |
| | |
| Part I | |
| THE TECHNOGENEOUS NEAR-WELL-BORE-ZONES GEODYNAMICS | 34 |
| | |
| Division first. | |
| Near well-bore-zones dynamics under drilling fluid separation into dispersed phase and dispersing medium | 36 |
| 2. Development of investigations of the study of the mud cake statics and dynamics | 40 |
| 2.1. Structure and properties of the mud cake | 41 |
| 2.2. Filtration consolidation of the mud cake | 44 |
| 2.3. Mud cakes physical properties dependence on effective stress | 47 |
| 2.4. Physical and chemical micromechanism of the mud cake properties alteration in the process of consolidation | 50 |
| 2.5. Investigation of the effective stresses distribution in the mud cake in the process of its formation and consolidation | 55 |
| 2.6. Hydrodynamic interaction of the mud cake and the formation | 62 |
| 2.7. Physical and chemical treatment influence on the interaction of the mud cake and the formation | 69 |
| 2.8. Development of investigation of the filtration through the mud cakes | 73 |
| 3. Development of investigations of the study of the mud cake zone | 80 |
| 3.1. Fundamental concepts of the mud cake formation mechanism | 80 |
| 3.2. Physical model of the mud cake accumulation in the pore space | 83 |
| 3.3. Forces, controlling mud cake formation micromechanisms by the drilling fluid particles | 89 |
| 3.4. Influence of the mud cake zone physical properties on the saturation of pores with mud cake | 90 |
| | |
| Division second | |
| Near-well-bore zones dynamics in the displacement process of oil, gas and water by mud filtrate | 94 |
| 4. Development of investigations of the study of the invaded zone of producing and water-bearing formations | 95 |
| 4.1. Analysis of the physical and hydrodynamic conditions of the producing formations invaded zone formation | 95 |
| 4.2. Development of methods of modeling oil and gas displacement processes by mud filtrate | 103 |

| | | |
|--------|---|-----|
| 4.3. | Study of the oil and gas displacement processes from near-well-bore zone and the influence of geotechnological factors on those processes | 105 |
| 4.3.1. | Characteristic specific features of the invaded zone formation in the layered section | 123 |
| 4.4. | Influence of the interaction of the mud filtrate with the matrix on the dynamics of the invaded zone | 131 |
| 4.5. | Characteristic specific features of the invaded zone formation in water saturated (water-bearing) and water flooded formations | 139 |
| 4.6. | Scaled effects in the drilling fluid filtrate invaded zone in the water saturated formation | 142 |
| 4.7. | Structural effects in the near-well-bore zones on the water saturated formations | 145 |
| 4.8. | Influence of technological modes of the formation water displacement alteration by the mud filtrate on the invaded zone dynamics | 147 |
| 4.9. | Characteristic features of the invaded zone formation in the formations, drilled in by the horizontal hole | 153 |
| 5. | Development of investigations on the study of processes of the invaded zone separation in producing and water saturated formations | 159 |
| 5.1. | Development of theoretical basis of the study of processes of separation of the invaded zone, | 161 |
| 5.2. | Investigation of the processes of the invaded zone separation on the basis of classical concepts | 168 |
| 5.3. | Influence of the trapping effect on the separation process of the invaded zone by geophysical well surveys | 178 |

Part II

| | |
|--|------------|
| ELABORATION OF SCIENTIFIC AND METHODOLOGICAL BASIS FOR THE EVALUATION OF THE NEAR-WELL-BORE ZONES BY THE GEOPHYSICAL WELL SURVEYS METHODS | 191 |
|--|------------|

Division third.

| | |
|--|------------|
| Fundamental concepts of the dynamic petrophysics of the near well bor zones | 191 |
|--|------------|

| | | |
|------|--|-----|
| 6. | Dynamic models of the near well bore zones | 192 |
| 6.1. | Dynamic models of the physical properties alteration in the mud cake | 193 |
| 6.2. | The mud cake zone petrophysics | 202 |
| 6.3. | Dynamic models of the flushed zone and ROS | 207 |
| 6.4. | Dynamic models and conformity to natural laws of the formation physical properties alteration in the process of the invaded zone formation | 227 |
| 6.5. | Dynamic models of the invaded zone separation | 239 |

Division fourth.

| | |
|--|------------|
| Geotechnological estimates for the near well bore zones for enhanced oil and gas recovery effectiveness by geophysical well survey data | 241 |
|--|------------|

| | | |
|------|---|-----|
| 7. | Geotechnological estimates of the near well bore zones in increasing well productivity, | 242 |
| 7.1. | Formation drilling in quality evaluation on basis of the | |

| | |
|--|-----|
| formation physical properties alteration in the near well bore zones dynamic models | 245 |
| 7.2. Near well bore zones condition evaluation on the basis of the study of the invaded zone separation dynamics by geophysical well survey data | 252 |
| 7.3. Use of geotechnological estimates of the near well bore zones for an enhanced oil and gas recovery effectiveness | 266 |
| 8. Geotechnological estimates of the near well bore zones in basing arguments on the enhanced oil recovery effectiveness methods | 270 |
| 8.1. Study of structure and mobility of ROS by the flashed (or washed out) part of near-well-bore zone | 271 |
| 8.2. ROS prediction by means the results of the invaded zone study obtained by means the geophysical methods set | 275 |
| 8.3. ROS and its structure prediction by the waterflood modeling data | 278 |
| 8.4. Existent technologies improvement of the ROS study by geophysical well survey data | 279 |
| 9. Tracer methods used for geotechnological estimates of residual reserves | 287 |
| Conclusions | 304 |
| Bibliography | 311 |
| Main nomenclature | 331 |

НАУЧНОЕ ИЗДАНИЕ

Михайлов Николай Нилович

**ИНФОРМАЦИОННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ГЕОДИНАМИКА
ОКОЛОСКВАЖИННЫХ ЗОН**

Заведующий редакцией *Т.К. Рубинская*
Редактор издательства *В.И. Жукова*
Переплет художника *Б.К. Силаева*
Художественный редактор *Ю.Ю. Иванов*
Технические редакторы *Н.В. Жидкова, Г.В. Лехова*
Корректоры *К.И. Савенкова, Е.М. Федорова*
Операторы *Ю.А. Титова, М.Г. Чеснокова*
ИБ № 9958

Лицензия ЛР № 010145 от 24 декабря 1992 г. Подписано в печать с репродуцированного оригинал-макета 07.03.96. Формат 60×88¹/₁₆. Гарнитура "Пресс-роман". Печать офсетная. Усл.печ. л. 21,56. Уч.-изд. л. 24,40. Тираж 600 экз. Заказ № 1538, /4471-2. Набор выполнен на компьютерной технике.

ОАО "Издательство "Недра"
125047 Москва, Тверская застава, 3

Смоленская областная ордена "Знак Почета" типография им. Смирнова
214000 г. Смоленск, проспект им. Ю. Гагарина, 2.

**В издательстве "Недра"
в 1996 г. выйдут книги**

ДЕМИДОВ В.А., ЖАБРЕВ И.П. Перспективы нефтегазоносности и оценка потенциальных ресурсов нефти и газа стран Ближнего и Среднего Востока. -М.: Недра. - 5 л.: ил.

Дан анализ состояния нефтегазопроисковых работ в странах Ближнего и Среднего Востока, рассмотрены перспективы нефтегазоносности региона в свете последних данных. Большое внимание уделено обоснованию оценки потенциальных ресурсов нефти и газа стран с учетом текущих открытий, дан прогноз обеспечения роста добычи нефти и газа на ближайшую и дальнюю перспективы.

Для специалистов геологов-нефтяников.

МЕМБРАННАЯ технология в решении экологических проблем/Т.С. Казарян, Ф.Г. Гайнуллин и др. - М.: Недра. - 15 л.: ил.

Приведена характеристика мембранных технологий как энергосберегающих и экологически чистых. Дан анализ современного уровня разработки отечественных и зарубежных установок для очистки газов и сточных вод в газовой промышленности. Уделено внимание использованию воздуха, обогащенного кислородом в мембранных установках, для снижения вредных газовых выбросов, а также методам оксигенации воды в процессах очистки сточных вод.

Для специалистов по проектированию и техническому обоснованию выбора оборудования в схемах охраны окружающей среды и направлениям инвестиционной политики.

НИКОЛАЕВСКИЙ В.Н. Геомеханика и флюидодинамика (с приложениями для газонефтяного пласта). - М.: Недра. - 28 л.: ил.

Сформулированы математические модели деформирования и разрушения горных массивов и пластов при добыче газа и нефти, при подземных взрывах и в ходе глубокого бурения, при вибровоздействии и землетрясениях. Учтены эффекты дилатансионной трещиноватости, расслоенности земной коры, глубинных температур и давлений, нелинейной сейсмичности, фазовых переходов, независимой кинематики блоков, тектонических процессов и тепломассопереноса. Используются оригинальные научные исследования и курсы лекций по подземной гидродинамике и геомеханике.

Для инженерно-технических работников по газонефтепромысловому делу, геологии и геофизике, бурению и экологии, может быть полезна студентам и аспирантам.

ОСОБЕННОСТИ строительства объектов в нефтегазодобывающих районах Западной Сибири / В.В. Ремизов и др. - М.: Недра. 20 л.: ил.

Дана краткая характеристика региона строительства. Рассмотрены конструктивные решения обустройства нефтегазовых объектов и комплексная проблема создания теплового и воздушного безопасных режимов взрывоопасных сооружений. Большое внимание уделено способам прокладки, теплотехническим расчетам, материалам и конструкциям инженерных сетей с учетом их сооружения в мерзлых грунтах.

Для инженерно-технических работников, занимающихся обустройством нефтегазовых объектов в районах Западной Сибири.

БУРЕНИЕ наклонных, горизонтальных и разветленно-горизонтальных скважин / Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М. и др. - 2-е изд., перераб. и доп. - М.: Недра. - 25 л.: ил.

Приведены геологические сведения о месторождениях нефти и газа, механических и абразивных свойствах горных пород. Даны характеристики бурового оборудования, основного и вспомогательного инструмента, приборов и устройств, применяемых при бурении наклонных, горизонтальных и разветленно-горизонтальных скважин, рассмотрены методы проектирования этих скважин, компоновок низа буровых колонн, режимов бурения, промывки и крепления. Описаны маркшейдерские работы и методы расчета буровых и обсадных колонн, уделено большое внимание организации производства и экономике наклонного, горизонтального и разветленно-горизонтального бурения, охране окружающей среды.

Для инженерно-технических работников, занимающихся бурением нефтяных и газовых скважин.

ОБОРУДОВАНИЕ и инструмент для предупреждения и ликвидации фонтанов / П.В. Куцын, О.А. Блохин, В.Р. Радковский и др. - М.: Недра. - 25 л.: ил.

Изложены причины возникновения газонефтеводопроявлений. Описаны методы их ликвидации. Большое внимание уделено разработанным в последние годы оборудованию, устройствам, приспособлениям, инструменту, применяемому для предупреждения и ликвидации фонтанов, тушения пожаров открытых фонтанов. Приведены рациональные схемы обвязки оборудования. Рассмотрены эффективные и безопасные методы и приемы выполнения работ при ликвидации фонтанов.

Для инженеров-буровиков, эксплуатационников, занятых добычей газа и нефти и капитальным ремонтом скважин, а также для специалистов военизированных частей по ликвидации фонтанов.

ТЕХНОЛОГИЯ ПОВЫШЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СКВАЖИН

1. Цель: Предназначена для кратного повышения производительности скважин путем восстановления и улучшения природных фильтрационных свойств пласта в околоскважинных зонах в эксплуатационных и нагнетательных скважинах.

2. Принципы повышения продуктивности - согласования механизмов поражения и восстановления фильтрационных свойств пласта путем идентификации состояния околоскважинных зон.

3. Технология позволяет повышать производительность скважин в существенно изменяющихся геолого-технологических условиях разработки на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях.

4. Технология включает в себя следующие этапы:

- получение комплекса петрофизической и геологической информации о свойствах пласта и околоскважинной зоны;
- проведение идентификации состояния околоскважинных зон;

- оценку степени ухудшения фильтрационных свойств пласта в околоскважинных зонах на основе использования динамических моделей процессов поражения;
- оценку степени потерь продуктивности и нефтеотдачи пласта за счет поражения околоскважинных зон;
- выдачу рекомендаций по предлагаемой технологии интенсификации.

5. Новизна технологии заключается в применении способов воздействия на призабойную зону, ориентированных на превалирующие механизмы поражения пласта. Технология адаптируется к геотехнологическим свойствам нефтегазового пласта и уточняется при их изменении. **Аналоги не учитывают текущего состояния околоскважинных зон и их геотехнологической изменчивости.**

6. Широкую апробацию прошла модификация технологии, разработанная совместно с ИФИНГ на базе струйных насосов типа УОС. Декольматация околоскважинных зон от твердых и жидких частиц осуществляется путем создания мгновенных управляемых депрессий - репрессий, которые создают в околоскважинных зонах большие градиенты давления, что увеличивает силы сдвига в поровых каналах, и одновременно снижают силы трения частиц кольматанта с поверхностью пор, способствуя извлечению кольматанта из пласта.

Апробация и широкое внедрение технологии проведены в Западной Сибири, на Украине, в Беларуси, Казахстане, Урало-Поволжье, Коми и др. районах. С помощью технологии дополнительно добыты десятки тысяч тонн нефти и миллионы кубометров газа.

7. Форма взаимодействия с Заказчиком предусматривает:

- непосредственное проведение работ по адаптации и внедрению технологии на объектах Заказчика;

● совместную доработку комплексной расширенной технологии на объектах Заказчика.

Адрес: 117917, ГСП-1, Москва, В-296
Ленинский проспект, 63/2
Телеграф: Москва, В-296, ИПНГ
Телефон: 135-80-76, 135-41-24
Телефакс: 135-88-76
Телекс: 411637 "НАФТА"

Лаборатория физико-геологических
проблем нефтеотдачи
Автор д.т.н. Михайлов Н.Н.
Контактный телефон: (095) 930-90-57
Факс: (095) 135-88-76

КОМПЛЕКСНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ПОВЕРХНОСТНЫХ И КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ И ГАЗА

Предлагаемая методика включает:

- изучение характера смачиваемости и типа смачиваемости коллектора;
- исследование внутрипоровых поверхностных взаимодействий пород и флюидов в природных и техногенных режимах;
- определение подсчетных параметров пласта на основе анализа керна;
- изучение изменений свойств коллектора при реализации технологий добычи углеводородов.

Исследования проводятся с использованием:

- магнито- и рентгенометрических методов; ИК-спектрометрии, седиментационного анализа, потенциометрического титрования в водных и неводных средах; фильтрации под действием пластовых температур и давлений;
- установки 3-фазной фильтрации; установки для изучения микростроения коллектора, состав и свойств пород и флюидов; установки для изучения свойств остаточной воды и нефти.

Работы позволяют:

- проводить подсчет общих и извлекаемых запасов;
- обосновывать предельные коэффициенты углеводородоизвлечения;
- определять смачиваемость коллектора и ее влияние на углеводородоизвлечение;
- проводить геолого-промысловое обоснование новых

технологий повышения углеводородоотдачи пластов и производительности скважин.

Разработанные оригинальные методики тестированы, прошли широкую апробацию и дают достоверные результаты.

В отличие от имеющихся аналогов предлагаемая технология позволяет определять:

- смачиваемость в условиях смешанной смачиваемости;
- адсорбированную углеводородонасыщенность;
- капиллярно-защемленную остаточную нефть;
- предельный коэффициент углеводородоизвлечения;
- распределение подвижных и связанных углеводородов в объеме залежи.

Форма взаимодействия с Заказчиком - договорные работы на проведение исследований на конкретных объектах.

Адрес: 117917, ГСП-1, Москва, В-296
Ленинский проспект, 63/2
Телефон: 135-80-76, 135-41-24
Телефакс: 135-88-76
Телекс: 411637 "НАФТА"

Лаборатория физико-геологических
проблем нефтеотдачи
Михайлов Н.Н.
Телефон: 930-90-57

ТЕХНОЛОГИЯ СТРУКТУРИЗАЦИИ ЗАПАСОВ ОСТАТОЧНОЙ НЕФТИ

1. Цель: Оценка структуры запасов остаточной нефти в заводненных месторождениях для обоснования технологии до извлечения остаточной нефти.

2. Принципы разработки. На основе комплекса петрофизической, гидродинамической и геолого-промысловой информации разработана технология, позволяющая разделить остаточную нефть по ее видам и степени подвижности.

3. Технология позволяет:

- оценить структуру запасов остаточной нефти;
- выделить преобладающие виды остаточных нефтей;
- определить характер их распределения в заводненных пластах;
- оценить степень подвижности и возможности доизвлечения остаточной нефти.

4. Технология предусматривает:

- геолого-промысловый анализ степени охвата залежи заводнением;
- лабораторные исследования остаточной нефтенасыщенности заводненных пластов;
- гидродинамическое моделирование распределения остаточной нефти в пласте в зависимости от геолого-технологической неоднородности пластов.

5. Аналоги в мировой практике отсутствуют.

6. Имеется апробация технологии на месторождениях западной Сибири и Волго-Уральской области.

7. Формы взаимодействия с Заказчиком:

- непосредственное проведение работ по внедрению технологий на объектах Заказчика;
- совместная доработка расширенной технологии и совместное патентование.

Адрес: 117917, ГСП-1, Москва, В-296
Ленинский проспект, 63/2
Телефон: 135-80-76, 135-41-24
Телефакс: 135-88-76
Телекс: 411637 "НАФТА"

Лаборатория физико-геологических
проблем нефтеотдачи
Михайлов Н.Н.
Телефон: 930-90-57