

Федеральное агентство по образованию
Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования
«Тюменский государственный нефтегазовый университет»

В. В. Паникаровский, И. П. Попов, Е. В. Паникаровский

ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Учебное пособие

Тюмень
ТюмГНГУ
2011

УДК 552.578.2.061.4
ББК 26,34
П 16

Рецензенты:

доктор технических наук, профессор А. В. Кустышев
кандидат геолого-минералогических наук,
доцент В. М. Александров

Паникаровский, В. В.

П 16 Оценка качества вскрытия продуктивных пластов : учебное пособие / В. В. Паникаровский, И. П. Попов, Е. В. Паникаровский. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2011. – 100 с.
ISBN 978-5-9961-0319-5

В учебном пособии рассмотрены особенности вскрытия продуктивных пластов, представленные трещинными, порово-трещинными и трещинно-поровыми и поровыми коллекторами. Обобщены экспериментальные исследования влияния проникновения технологических жидкостей на фильтрационные характеристики пород. Представлены результаты испытания скважин с учетом технологий вскрытия продуктивных пластов и возможности использования комплекса геолого-технических и геофизических исследований для прогнозирования получения притоков углеводородов из объектов испытания.

Пособие рекомендуется для студентов высших учебных заведений, обучающихся по специальности 130304.65 «Геология нефти и газа», а также для других специальностей, связанных с разработкой нефтяных и газовых месторождений

УДК 552.578.2.061.4
ББК 26.34

ISBN 978-5-9961-0319-5

© Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет», 2011

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1. ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	6
1.1. Краткое геологическое строение и литолого-физические характеристики продуктивных пластов месторождений Западной Сибири	6
1.2. Анализ и обоснование методов сохранения и восстановления фильтрационных характеристик продуктивных пластов	8
1.3. Оценка качества вскрытия продуктивных пластов по данным скин-эффекта	11
1.4. Определение влияния проникновения технологических жидкостей в поровые породы-коллекторы	13
1.5. Моделирование остаточной водонасыщенности в образцах керна	14
1.6. Исследование влияния проникновения фильтратов буровых растворов в образцы керна	18
1.7. Определение проницаемости пород-коллекторов после проникновения технологических жидкостей в трещинно-поровый коллектор	21
1.8. Исследование влияния адсорбционных и диффузионных слоев на фильтрационные характеристики пород	31
1.9. Методы определения распределения когматизирующих составов в поровом пространстве пород	33
1.10. Определение влияния проникновения фильтратов растворов на углеводородной и водной основах на нефтегазонасыщенность пород	42
2. ВСКРЫТИЕ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ КОЛЛЕКТОРОВ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН	56
3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КОМПЛЕКСОВ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ И ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН	77
3.1. Прогнозирование продуктивности пластов	77
3.2. Оценка нефтегазонасыщенности пласта по данным геолого-технологических исследований	78

3.3. Выбор и обоснование методики оценки характера насыщенности пластов-коллекторов и прогнозирование состава притока при испытании скважин	82
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	97
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	98

ВВЕДЕНИЕ

Нефтегазоносные горизонты Западной Сибири представлены терригенными поровыми, порово-трещинными и трещинно-поровыми коллекторами. Пластовые условия залежей нефти и газа являются чрезвычайно сложными: пластовые давления изменяются от аномально низких до аномально высоких, пластовые температуры могут превышать 115 °С.

Развитие в продуктивных отложениях этих типов коллекторов предопределяет различия геолого-физических, эксплуатационных характеристик и требует дифференцированного подхода к оценке качества вскрытия, испытания продуктивных пластов.

Учет данного фактора позволяет уже в процессе бурения по данным геолого-технических, геофизических исследований и испытания пластов пластоиспытателем дифференцировать разрез, вскрытый скважиной, для выделения интервалов нефтегазонасыщенных пластов. Информация о породах-коллекторах, полученная в процессе бурения, когда в продуктивных пластах ещё отсутствуют значительные зоны проникновения фильтратов технологических жидкостей, имеет первостепенное значение при оценке нефтегазонасыщенности и фильтрационных характеристик продуктивных пластов.

Настоящее пособие является результатом обобщения экспериментальных и промысловых исследований по процессам вскрытия продуктивных пластов при бурении скважин для студентов специальности «Геология нефти и газа».

Пособие состоит из трех глав.

Глава 1. «Оценка качества вскрытия продуктивных пластов месторождений Западной Сибири» состоит из десяти подразделов, где рассматриваются основные экспериментальные исследования и методики проведения работ по исследованию влияния проникновения фильтратов технологических жидкостей различных составов в породы-коллекторы. В этой же главе подробно описано оборудование для проведения экспериментов и результаты исследований.

Глава 2. «Вскрытие различных типов коллекторов в процессе бурения и освоения скважин» позволяет оценить влияние проникновения технологических жидкостей на результаты испытания скважин.

Глава 3. «Технологические предпосылки использования комплексов геолого - технических и геофизических исследований в процессе строительства скважин» рассматривает широкие возможности использования комплекса геолого-технических и геофизических исследований для составления прогнозов получения притоков углеводородов из объектов испытания.

1. ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

1.1. Краткое геологическое строение и литолого-физические характеристики продуктивных пластов месторождений Западной Сибири

В геологическом строении Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, с наличием продуктивных пород-коллекторов принимают участие палеозойские и мезозойские отложения.

В составе мезозойских отложений Западной Сибири выделяются несколько нефтегазоносных комплексов, отличающихся особенностями геологического строения и размещения в них залежей нефти и газа.

Нижне – среднеюрский нефтегазоносный комплекс распространен в пределах Ямальской, Гыданской, Усть-Енисейской, Пур-Тазовской, Фроловской, Среднеобской, Каймысовской нефтегазоносных областей.

Породы-коллекторы данного комплекса представлены переслаиванием песчано-глинистых пород с включениями карбонатных разностей, в нижней части комплекса характерно присутствие прослоев гравелитов и конгломератов.

Песчаники и алевролиты – полевошпат - кварц - граувакковые, кварцевые с глинистым, хлоритовым, сидеритовым, кальцитовым цементами. Гравелиты и конгломераты состоят из кварца, кремней, эффузивов.

В составе нижне – среднеюрского нефтегазоносного комплекса выделяют пласты Ю₁₈ – Ю₂₃; Ю₂ – Ю₅. Изученность нижне – среднеюрского нефтегазоносного комплекса значительно уступает вышележащим комплексам, в связи со сложностью геологического строения, которая связана с зональным развитием проницаемых пластов, залегающих на больших глубинах и имеющих аномально высокие пластовые давления (АВПД) и высокие пластовые температуры. Практически на всех площадях, где вскрыты нижне-среднеюрские отложения, получены прямые признаки нефтегазоносности, а также открыты залежи нефти и газа [1].

В верхнеюрском нефтегазоносном комплексе выделяют пласт Ю₁, нефтегазоносность которого доказана в пределах многих залежей нефтегазоносных областей. Пласт Ю₁ представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаники и алевролиты – мелкозернистые, – полевошпат – кварц – граувакковые сцементированные глинистым и карбонатным цементами. Баженовская свита имеет широкое распространение на территории нефтегазоносных областей. Отложения баженовской свиты в месте с отложениями васюганской, георгиевской свит перекрывают юрские отложения и являются глинистым экраном. Нефтегазоносность баженовской свиты доказана в Среднеобской нефтегазоносной области, однако

геолого-геофизические параметры нефтесодержащих пород требует дальнейшего обоснования.

Формирование ловушек юрских отложений определялось многими факторами, из которых к основным относятся палеорельеф, условия и особенности седиментации, катагенетические изменения пород-коллекторов. В юрских отложениях преобладают ловушки клиновидного и руслового типа, реже могут встречаться литологически экранированные и пластово-сводового типа.

В пределах Надымской, Уренгойской, Нижне-Обской, Часельской зон породы-коллекторы юрских отложений относятся к трещинно-поровому типу. Существование поровых коллекторов маловероятно, из-за значительных глубин залегания пластов и сильного уплотнения пород [1]. Породы-коллекторы отличаются большой литологической изменчивостью и обладают очень низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Пористость изменяется от 6 % до 18 %, проницаемость от $0,1 \cdot 10^{-3}$ до $5 \cdot 10^{-3}$ мкм².

В отличие от пород-коллекторов вышеописанных зон породы-коллекторы Ямальской, Гыданской, Фроловской, Среднеобской нефтегазоносных областей залегают на меньших глубинах и менее уплотнены, поэтому здесь присутствуют коллекторы порового типа, которые имеют более высокие ФЕС. Пористость пород может изменяться от 10 % до 20 %, а проницаемость от $1 \cdot 10^{-3}$ до $70 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Пластовые воды юрских отложений относятся к хлор-кальциевому типу. Минерализация изменяется от 10 до 20 г/л.

Вышележащий нефтегазоносный комплекс включает неокомские, аптские, сеноманские отложения. С данным комплексом связаны основные залежи нефти и газа. Залежи имеют сложное геологическое строение, очень часто литологически экранированные и иногда содержат нефтяные оторочки. В Среднеобской нефтегазоносной области месторождения нефти и газа в данном комплексе имеют многопластовое строение.

В нижней части комплекса залегают отложения ачимовской толщи. Представлены ачимовские отложения пачками переслаивания песчано-алевролитовых пластов, разделенных устойчивыми пластами аргиллитов. Толща имеет клиноформную мегатекстуру. Песчаники серые и светло-серые, обычно мелкозернистые, иногда известковистые. Песчаные пласты не выдержаны по простиранию. Физико-литологическая характеристика отдельных продуктивных пластов ачимовских отложений представлена, как единая для всех пород-коллекторов [2].

Песчаники светло-серые и серые, средне и мелкозернистые, аркозовые, с глинистым цементом. Количество обломочного материала составляет от 92 % до 97 %.

Основные породообразующие минералы – полевые шпаты от 50 % до 60 %, кварц от 25 % до 35 %, обломки пород от 5 % до 15 %, слюда от

0,5 % до 10 %. Зерна кварца имеют тонкие, прерывистые регенерационные каёмки. Полевые шпаты имеют среднюю степень пелитизации и серитизации. Обломки пород сланцевые, эффузивные и др. Обломки полуугловатые и полуокатанные. Содержание цемента колеблется от 2 % до 5 %. Цемент - плёночный, конформно-регенерационный. Плёнки в основном хлоритовые, часто прерывистые. Отдельные поры выполнены кальцитом.

Фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов ачимовских отложений изменяются в широких пределах. Пористость варьирует от 10,5 % до 23,1 %. Проницаемость отдельных образцов достигает от $7,9 \cdot 10^{-3}$ до $14,1 \cdot 10^{-3}$ мкм², но, как правило, ниже $1 \cdot 10^{-3}$ мкм². Отсутствие стандартной зависимости между проницаемостью и пористостью объясняется большим содержанием вторичного порово-плёночного цемента хлоритового состава, который значительно сокращает сечение поровых каналов.

Вышележащие продуктивные горизонты неокома представлены средне- и мелкозернистыми песчаниками и алевролитами. Обломочный материал средней степени сортировки составляет от 60 % до 95 %, цемент от 5 % до 40 %. Основными породообразующими минералами являются кварц и полевые шпаты, распределенные приблизительно в равных количествах от 40 % до 55 %, обломки пород от 10 % до 15 %, слюды от 1 % до 5 %. Цемент по своему составу хлорит-гидрослюдистый, а по типу цементации пленочный, пленочно-поровый, базальный, поры выполнены каолинитом.

Фильтрационно-емкостные свойства пород неокомских отложений изменяются в широких пределах: проницаемость от $1 \cdot 10^{-3}$ до $500 \cdot 10^{-3}$ мкм², пористость от 9 % до 21 %. Значения открытой пористости пород-коллекторов неокома изменяются в широком диапазоне и при близкой проницаемости пористость зависит от глубины залегания и генезиса пород.

Аптские и сеноманские отложения представлены чередованием песчаных и алевролитоглинистых пластов с различной фациальной изменчивостью. Проницаемость коллекторов изменяется от $10 \cdot 10^{-3}$ до $1000 \cdot 10^{-3}$ мкм², пористость от 25 % до 35 %.

1.2. Анализ и обоснование методов сохранения и восстановления фильтрационных характеристик продуктивных пластов

Вскрытие и освоение продуктивных пластов нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири осуществляются в сложных геологических условиях. Это связано со сложностью геологического строения, как по разрезу, вскрываемых продуктивных пород, так и широким изменением физико-литологических свойств по площади распространения продуктив-

ных отложений, наличием на отдельных месторождениях пластов с АНПД и высокими пластовыми температурами, достигающими от 80 °С до 115 °С.

Вскрытие продуктивных пластов проводится, как правило, на не минерализованных глинистых растворах на водной основе, что вызывает кольматацию прискважинной зоны буровыми растворами, а проникновение фильтратов растворов в продуктивный пласт приводит к набуханию глинистых минералов, что может привести к полной изоляции скважины от пласта.

Возможное снижение фазовой проницаемости пород-коллекторов может происходить в результате следующих факторов:

- изменения состояния глин при контакте с менее минерализованным фильтратом бурового раствора;
- образования «водяного барьера», - пластовое давление может быть недостаточным, чтобы вытеснить фильтрат бурового раствора из порового пространства пород;
- значительных репрессий, создаваемых при бурении скважин, в результате которых глинистые частицы раствора поступают в поровые каналы и закупоривают их;
- несовместимости солевого состава фильтрата бурового раствора и пластовых вод, что может вызвать осаждение солей в прискважинной зоне;
- выпадения асфальто-смоло-парафиновых образований (АСПО).

При вскрытии и освоении продуктивных пластов стоит проблема сохранения фильтрационных характеристик пласта при технологических операциях, либо проведения обработок прискважинных зон пласта, которые смогли бы обеспечить восстановление фильтрационных свойств или увеличить проницаемость продуктивного пласта.

Для предотвращения снижения коллекторских свойств продуктивных пластов необходимо использовать глиностабилизаторы или гидрофобные растворы.

В качестве буровых растворов на углеводородной основе необходимо применять растворы, основными компонентами которых являются дизельное топливо или нефть с добавками поверхностно-активных веществ (ПАВ).

Иногда вместо растворов на углеводородной основе применяют гидрофобные эмульсии на углеводородной основе, в которых дисперсионной средой является нефть или жидкие нефтепродукты от 90 % до 95 % в объеме раствора, вода от 5 % до 10 %, стабилизированные ПАВ.

При вскрытии и освоении слоисто-неоднородных пластов с низкой проницаемостью необходимы комплексы с технологиями по интенсификации выработки запасов из низкопроницаемых коллекторов. Решение данной задачи связано с комплексом мероприятий, направленных на интенсификацию притоков эксплуатационных скважин (рис. 1.1).

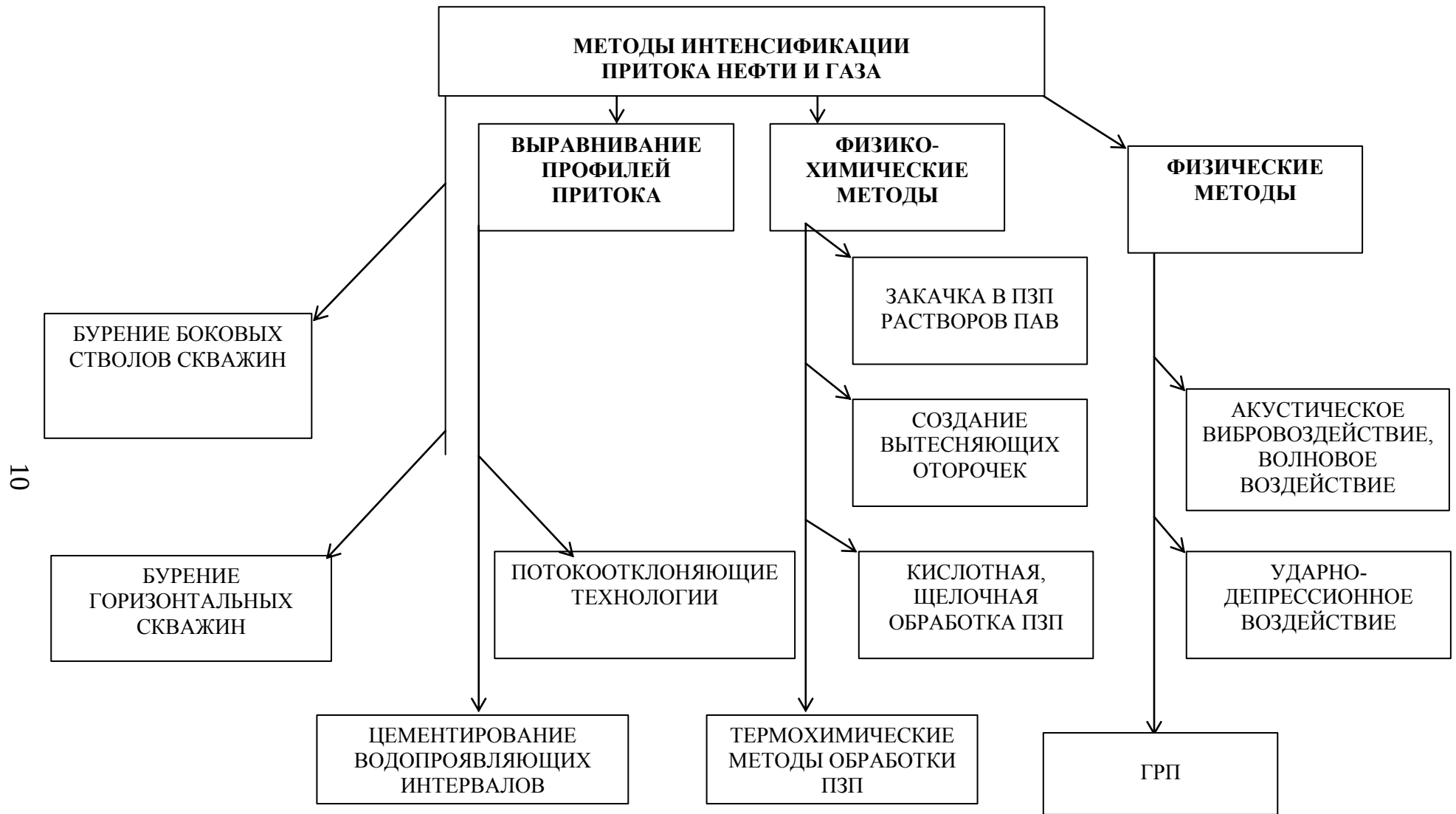


Рис. 1.1. Схема методов интенсификации добычи нефти и газа

К данным технологиям можно отнести гидравлический разрыв пласта (ГРП), бурение горизонтальных стволов, физико-химическое и физическое воздействие на слабопроницаемые интервалы продуктивных пластов и др.

Применение ГРП и бурение горизонтальных стволов может дать высокую эффективность работ при наличии сведений о геологическом строении продуктивных пластов и применением азимутальной ориентации трещины ГРП.

Для повышения эффективности работ по интенсификации притоков физико-химическими и физическими методами необходимо проведение следующих мероприятий:

- изменение технологий физико-химического воздействия на пласт, что связано с изменением давления нагнетания, последовательности и объемов закачки химических реагентов, а также технологий водоизоляции водопроявляющих интервалов;
- внедрение новых технологий заводнения с использованием растворов щелочей, кислот, ПАВ, позволяющих снизить поверхностное натяжение на границе нефть-вода;
- изучение параметров естественной и техногенной трещиноватости до и после ГРП;
- выбор области воздействия на прискважинную зону продуктивных пластов для восстановления исходных гидродинамических параметров с учетом конкретных геолого-физических характеристик пород-коллекторов.

1.3. Оценка качества вскрытия продуктивных пластов по данным скин-эффекта

Оценка качества вскрытия продуктивных пластов по данным лабораторных исследований является прогнозной. Она основана на проведении исследований на образцах при моделировании пластовых условий вскрытия продуктивных пластов.

В последние годы исследователями для оценки продуктивности используется уравнение Дюпюи для радиального притока при псевдоустановившемся режиме

$$(P_{пл} - P_T) = \frac{1,16 \cdot Q \cdot \mu \cdot b}{K \cdot h} \cdot \left(\ln \frac{r_K}{r_c} - \frac{3}{4} + S \right), \quad (1.1)$$

где $P_{пл}$ – среднее пластовое давление, МПа; P_T – текущее пластовое давление, МПа; Q – дебит жидкости, м³/сут; μ – динамическая вязкость флюида, Па·с; b – объёмный коэффициент нефти, доли; r_K – радиус контура питания, м; S – скин-эффект; K – проницаемость пласта, м²; h – вскрытая толщина пласта, м; r_c – радиус скважины, м.

Существенную информацию о состоянии прискважинной зоны может дать скин-эффект, физический смысл которого, - потеря энергии движения (давления) флюида при движении в призабойной зоне пласта (ПЗП).

При рассмотрении величины скин-эффекта ориентируются на следующие значения:

$S < -2$ – проницаемость прискважинной зоны повышена вследствие проведения ГРП;

$-1 \leq S \leq 1$ - проницаемость ПЗП изменена незначительно;

$S > 3$ - проницаемость ПЗП заметно понижена, что может служить основанием для проведения работ по увеличению фильтрационных характеристик пласта;

$-2 < S < 3$ – оптимальное значение скин-эффекта.

Фактические значения скин-эффекта рассчитываются по уравнению

$$S = \left(\frac{K}{K_{\Pi}} - 1 \right) \cdot \ln \frac{r_{\Pi}}{r_c}, \quad (1.2)$$

где K – проницаемость пласта в ПЗП, мкм²; K_{Π} – проницаемость поврежденной зоны ПЗП, мкм²; r_{Π} – радиус поврежденной зоны, м; r_c – радиус скважины, м.

Соответственно при использовании лабораторных исследований на образцах керна формула для определения скин-эффекта примет вид

$$S = \left(\frac{1}{\beta} - 1 \right) \cdot \ln \frac{r_{\Phi}}{r_c}, \quad (1.3)$$

где β – коэффициент восстановления проницаемости образца керна после воздействия на него фильтратом технологической жидкости, доли; r_c – радиус скважины, м.

Прогнозная оценка радиуса проникновения фильтрата технологической жидкости в пласт принимается

$$r_{\Phi} = r_c \cdot \sqrt{\left(1 + \frac{2 \cdot V \cdot t}{K_{\Pi\Phi} \cdot r_c} \right)}, \quad (1.4)$$

где r_{Φ} – радиус зоны проникновения фильтрата жидкости в пласт, м; r_c – радиус скважины, м; V – линейная скорость фильтрации, м/с; t – время воздействия фильтрата на пласт при вскрытии, с; $K_{\Pi\Phi}$ – эффективная пористость пласта, доли.

Объёмная скорость проникновения фильтрата технологической жидкости в пласт может быть определена исходя из линейной скорости, определяемой экспериментально на образцах керна. Линейная скорость фильтрации вычисляется по формуле

$$V = \frac{1150 \cdot q}{S \cdot K_{\Pi} \cdot (1 - K_{OB})}, \quad (1.5)$$

где V – линейная скорость, м/сут; q – расход жидкости через поры, см³/с; S – площадь поперечного сечения образца, см²; K_{Π} – пористость, доли; $K_{ов}$ – остаточная водонасыщенность, доли.

Для оценки качества вскрытия и освоения продуктивных пластов по данным исследования кернового материала необходима следующая информация:

- литологическое описание пород – коллекторов с привязкой к интервалам залегания;
- химический состав и минерализация пластовой и остаточной воды;
- средние значения проницаемости и пористости пород – коллекторов продуктивного пласта;
- динамическая вязкость нефти и пластовой воды;
- пластовые давления и температура;
- величина репрессии при вскрытии и депрессии при освоении продуктивных пластов;
- продолжительность процесса вскрытия и освоения продуктивного пласта;
- состав и свойства технологических жидкостей, применяемых для вскрытия и освоения продуктивных пластов.

1.4. Определение влияния проникновения технологических жидкостей в поровые породы-коллекторы

Поровые породы-коллекторы обладают поровой проницаемостью, обусловленной наличием систем поровых каналов, которые способны пропускать через себя жидкости или газы. При вскрытии скважиной разреза горных пород, представленных поровыми коллекторами, происходит проникновение фильтратов промывочных жидкостей в поровое пространство пород-коллекторов, что приводит к снижению проницаемости.

Проницаемость породы будет определять возможность получения промышленных дебитов из интервалов, вскрытых скважиной. С этой целью выбирают образцы горных пород, на которых в лабораторных условиях определяют влияние проникновения фильтратов технологических жидкостей на проницаемость керна.

Для этих целей применяется следующее оборудование и материалы:

- аналитические весы с точностью 0,01 г;
- образцы горных пород;
- установка, моделирующая пластовые условия;
- вакуумная установка;
- центрифуга с горизонтальным ротором;
- фильтр-пресс;
- фильтраты технологических жидкостей;
- углеводородные жидкости.

В качестве поровых сред используются образцы керна с различными значениями проницаемости. У каждого образца определяется абсолютная проницаемость и замоделированная одним из косвенных методов остаточная водонасыщенность и начальная нефтенасыщенность.

1.5. Моделирование остаточной водонасыщенности в образцах керна

Остаточная водонасыщенность является в данном случае ёмкостным параметром, характеризующим количество неподвижной воды, не участвующей в фильтрационных процессах.

Известны три наиболее широко распространенные источника получения данных о величине остаточной водонасыщенности:

- изучение остаточной воды в образцах керна, отобранного из скважин, пробуренных с применением растворов на нефтяной основе (РНО);
- геофизические методы определения остаточной водонасыщенности, основанные на количественной интерпретации каротажных диаграмм;
- лабораторные методы исследования, основанные на воспроизведении пластовых условий образования остаточной воды на экстрагированных образцах керна.

В тех случаях, когда насыщенность водой определяется по первой группе методов, называемых прямыми, то при этом следует учитывать условия отбора керна, его сохранность и возможность проникновения в него фильтрата бурового раствора. Геофизические методы определения остаточной водонасыщенности, несмотря на их широкое распространение, также имеют большое количество недостатков. Одним из них является то, что бурение большинства скважин ведётся на глинистых растворах, фильтрат которых, образуя значительные зоны проникновения в пластах, смешивается с остаточной водой, что искажает правильность интерпретации каротажных диаграмм.

Указанные обстоятельства обусловили необходимость использования лабораторных методов моделирования остаточной воды, выделяемых в особую группу косвенных методов.

Среди лабораторных методов исследования остаточной водонасыщенности наиболее подробно описаны в отечественной и зарубежной литературе следующие методы: хлоридный, испарения, метод Мессера, аспирационной термомассометрии, капиллярного впитывания, центрифугирования, капиллярных давлений и вытеснения углеводородными жидкостями.

Первые четыре метода подробно освещены в работах Ханина А.А., Тульбовича Б.И. и др. При этом на количество и распределение остаточной воды, определяемой вышеописанными методами, влияет ряд факторов, которые ещё недостаточно изучены. Например, в методе испарения значи-

тельное влияние оказывает относительная влажность, температура окружающей среды, а в методе капиллярного впитывания недостаточно изучены влияние степени уплотнения мела и его влагоёмкость.

В большинстве научных и производственных организаций эти методы не имеют широкого применения по сравнению с остальными вышеописанными.

Метод аспирационной термомассометрии, разработанный Морозовичем Я.Р., пока применяется, как прикладной для изучения форм связи воды с породой и массового применения не имеет.

Самым распространённым лабораторным методом, позволяющим быстро оценивать остаточную водонасыщенность, является метод центрифугирования. Физическая сущность метода состоит в вытеснении из образцов пород воды под действием центробежных сил, возникающих при вращении ротора центрифуги.

В основе метода центрифугирования лежит достижение больших перепадов давления на границе двух фаз. Капиллярное давление, развиваемое при этом, можно определить по формуле

$$P_K = 1,1 \cdot 10^8 \cdot n^2 \cdot R \cdot h \cdot (\rho_1 - \rho_2), \quad (1.6)$$

где P_K - капиллярное давление, МПа; n - число оборотов, мин; R - радиус вращения, м; h - высота керна, м; ρ_1 и ρ_2 - плотность флюидов, кг/м³.

Режимы для воспроизведения остаточной водонасыщенности методом центрифугирования были приняты на основе специальных исследований при скорости вращения 262 рад/с, а продолжительность центрифугирования образцов длиной 0,028 м составляет 30 мин. При этом величина капиллярного давления, развиваемого на центрифуге, изменялась от нуля до 0,449 МПа. Кроме этого, в лабораторной практике по моделированию остаточной водонасыщенности в составных колонках, а также на отдельных образцах, рекомендуют пользоваться методом вытеснения воды из полностью водонасыщенного керна керосином или вязким маслом до тех пор, пока водонасыщенность не будет соответствовать содержанию остаточной воды.

Такие исследования выполнены автором на единичных образцах керна Варьёганского месторождения. Вытеснение воды осуществлялось очищенным керосином при давлении 1,5 МПа, при этом прокачивалось до 10-15 поровых объёмов керосина. Особое место среди косвенных методов определения остаточной водонасыщенности занимает метод капиллярных давлений. Он позволяет получить наиболее достоверные результаты. Сущность метода состоит в вытеснении воды через полупроницаемую мембрану из водонасыщенного образца под воздействием постепенного повышения давления. Вытеснение воды из образца при определённом давлении

происходит до тех пор, пока давление вытеснения не будет равно суммарному капиллярному давлению, определяемому по формуле

$$P = P_K = \frac{2\delta \cdot \cos\theta}{R}, \quad (1.7)$$

где P_K - капиллярное давление, МПа; δ - величина поверхностного натяжения, мН/м; $\cos\theta$ - θ - угол смачивания в каждом конкретном случае неизвестен, обычно считают равным 0; R - радиус капилляров, м.

Методика проведения экспериментов и интерпретация полученных результатов опубликована во многих литературных источниках.

Следует отметить роль вытесняющей фазы при вытеснении воды из образцов. Использование в качестве вытесняющего агента керосина или нефти наиболее эффективно приближает условия опыта к пластовым. По данным А. Роуза и А. Брюса вода при вытеснении воздухом из пор образца может выходить их тупиковых пор путём диффузии, тогда как при использовании нефти такого явления не происходит.

Величина остаточной водонасыщенности, полученная при вытеснении воздухом, будет несколько ниже, чем при использовании в качестве вытесняющего агента нефти.

В наших экспериментах остаточная водонасыщенность образцов моделировалась в групповых камерах. Давление вытеснения повышалось ступенями до давления прорыва, равного 0,5 МПа.

Однако использование метода капиллярных давлений ограничено отсутствием данных о поверхностном натяжении на границе нефть – вода в различных пластах, длительностью опытов, применением мембран с низким давлением прорыва керосина до 0,1 - 0,12 МПа, воздуха - 0,15 - 0,3 МПа.

Необходимым условием использования рассматриваемых методов для оценки остаточной водонасыщенности пластов является сопоставление их с прямым методом. Для сравнения данных косвенных лабораторных методов с прямыми выполнены исследования на образцах керна скв. 106 Варьёганского месторождения. Результаты экспериментов представлены в виде графиков зависимости остаточной водонасыщенности от газопрооницаемости (рис. 1.2).

Рассмотрим зависимости $K_{ов} = f(K_{пр})$ для пород-коллекторов пластов БВ Варьёганского месторождения в условиях, при которых остаточная вода моделируется искусственно, и сопоставим их с результатами прямого метода её определения. Характер этих зависимостей обуславливается особенностями строения структуры порового пространства.

Считается, что остаточная вода не только заполняет тупиковые поры, но и покрывает стенки поровых каналов. Характерной особенностью песчано-алевролитовых пород пластов группы БВ является наличие глинистого цемента и более частая встречаемость тонких пор и каналов.

Как показывает анализ процесса вытеснения воды углеводородной жидкостью, движение флюидов в этом случае происходит лишь по крупным и средним порам, не затрагивая мелкие, тем самым $K_{ОВ}$ в коллекторах II и III классов по Ханину А.А. будет завышен по сравнению с результатами центрифугирования и капилляриметрии на 6 % - 8 %, а прямого метода на 14 % - 15 % (рис. 1.2).

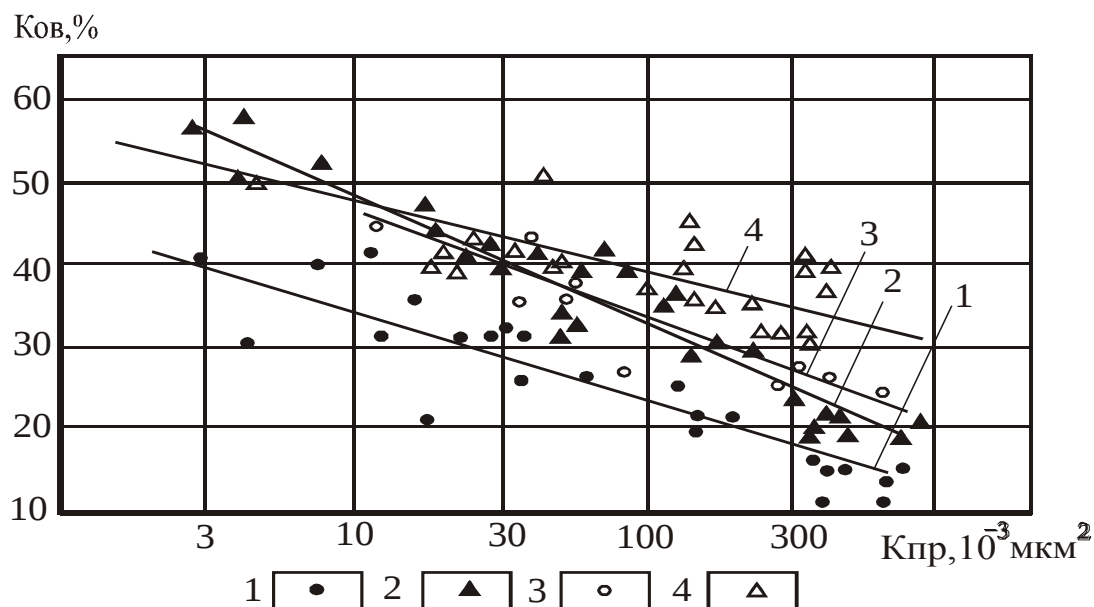


Рис. 1.2. График зависимости остаточной водонасыщенности ($K_{ОВ}$) от абсолютной проницаемости ($K_{пр}$) пл. БВ Варьёганского месторождения:

- 1– прямой метод определения $K_{ОВ} = 44,7 - 10,5 \lg K_{пр}$; $R = 0,91$;
- 2– центрифугирование $K_{ОВ} = 63,1 - 14,9 \lg K_{пр}$; $R = 0,97$;
- 3– капилляриметрия $K_{ОВ} = 58,5 - 13,0 \lg K_{пр}$; $R = 0,87$;
- 4– вытеснение углеводородной жидкостью $K_{ОВ} = 54,7 - 7,8 \lg K_{пр}$; $R = 0,62$

Для коллекторов с низким классом проницаемости эти расхождения сохраняются, а зависимости, полученные по данным центрифугирования и капилляриметрии, приближаются к методу вытеснения. По прямому методу сближения зависимостей не происходит. Такие явления для косвенных методов вполне закономерны, поскольку они связаны с увеличением числа тонких и уменьшением числа крупных и средних пор для низкопроницаемых образцов.

На месторождении остаточная водонасыщенность, определённая по данным прямого метода, может сильно отличаться от моделируемой. Экспериментально оценить содержание воды с помощью косвенных методов трудно, необходимо вносить соответствующие поправки, полученные при прямом методе определения.

Анализ результатов изучения зависимостей $K_{ов} = f(K_{пр})$ позволяет сделать следующие выводы:

-косвенные методы моделирования остаточной водонасыщенности завышают её значение. Особенно велико искажение данного параметра при методе вытеснения воды углеводородными жидкостями;

-при проведении экспериментальных работ, когда возникает необходимость в моделировании начальной нефтенасыщенности в экстрагированных образцах, остаточную воду можно определять при помощи одного из косвенных методов, но полученные результаты следует приводить в соответствие с данными прямого метода её определения.

1.6. Исследование влияния проникновения фильтратов буровых растворов в образцы керна

Основные исследования по оценке влияния проникновения фильтратов на фильтрационные характеристики пород можно проводить на специальных установках зарубежного и отечественного производства. Для данных целей можно использовать комплект отечественного оборудования АКМ “Керн” и модернизированную установку УИПК – 1М со специальными узлами и приставками (рис. 1.3).

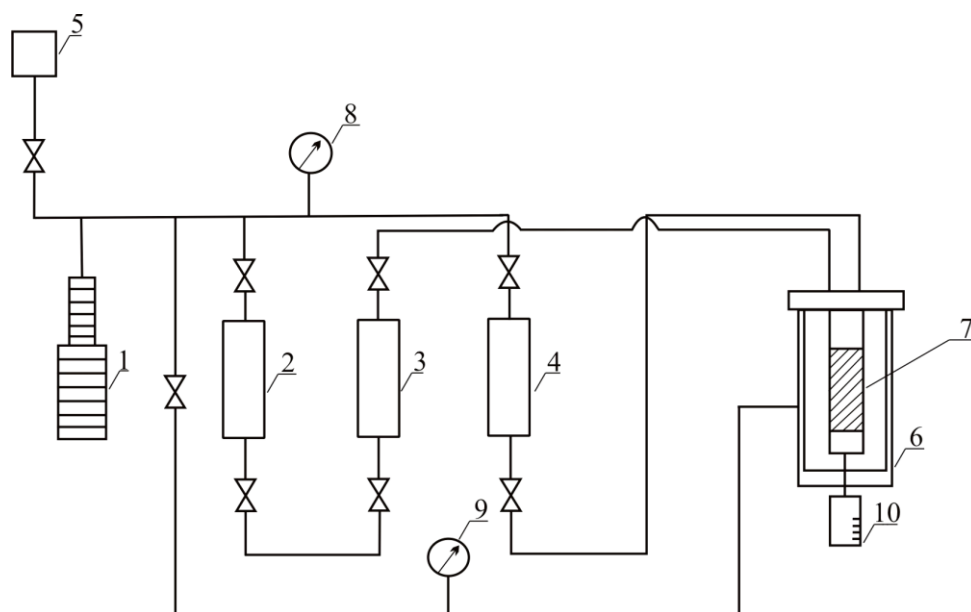


Рис. 1.3. Схема установки для исследования проникновения фильтрата раствора в образцы пород:

1 – гидравлический пресс; 2– буферная ёмкость; 3, 4, 5 – ёмкости для нефти, раствора, масла; 6 – кернадержатель; 7 – образец керна; 8, 9 – манометры; 10 – мерная бюретка

Для проведения подготовительных работ по обработке керна применяются кернообрабатывающие станок и аппараты Сокслетт для экстрагирования образцов керна. После проведения экстракционных работ у образцов определяется газопроницаемость, моделируется остаточная водонасыщенность и начальная нефтенасыщенность. Керновый материал должен быть представлен проницаемыми образцами пород – коллекторов. Образцы керна должны иметь форму цилиндра диаметром 30 мм и длиной 30 – 40 мм. Кроме этого используются приборы для определения параметров технологических жидкостей и отбора фильтрата данных жидкостей в динамическом режиме при пластовой температуре.

Образец керна 7 с известной начальной нефтенасыщенностью закладывается в камеру кернодержателя 6, моделируются пластовая температура и давление. Жидкость от гидравлического пресса 1 поступает в емкости 2 и 4, давление на углеводородную жидкость передается через буферную емкость 2, а на фильтрат раствора при помощи поршня емкости 2 (рис. 2). В экспериментальной установке в пластовых условиях происходит донасыщение порового пространства углеводородной жидкостью и определяется первоначальная проницаемость образца по углеводородной жидкости K_1 и лишь после этого в образец закачивается фильтрат технологической жидкости. С этой целью к образцу прикладывается перепад давления, равный репрессии при вскрытии пласта. Время фильтрации определяется из времени контакта технологической жидкости с пластом. Профильтровавшаяся жидкость собирается в мерную бюретку 10. После закачки фильтрата в образец его вытесняют из керна углеводородной жидкостью, закачиваемой с противоположной стороны образца (обратная фильтрация) при давлении, равном депрессии, прилагаемой к пласту при освоении скважины. На следующем этапе определяется проницаемость образца по углеводородной жидкости K_2 .

Замер проницаемостей по углеводородной жидкости K_1 и K_2 проводится при различных градиентах давления и определяется по формуле

$$K = \frac{1,0331 \cdot \mu \cdot q \cdot l}{S \cdot \Delta P \cdot t}, \quad (1.8)$$

где K – проницаемость по углеводородной жидкости, мкм^2 ; μ – вязкость жидкости $\text{МПа} \cdot \text{с}$; q – объем прокачиваемой жидкости, м^3 ; l – длина образца, м; S – площадь поперечного сечения образца, м^2 ; ΔP – перепад давления, МПа; t – время опыта, с.

После очистки порового пространства от остатков фильтрата технологической жидкости и определения проницаемости по углеводородной жидкости, рассчитывается коэффициент восстановления проницаемости, β , доли

$$\beta = \frac{K_2}{K_1}, \quad (1.9)$$

где K_1 – первоначальная проницаемость по углеводородной жидкости, мкм²; K_2 – проницаемость по углеводородной жидкости после закачки фильтрата жидкости, мкм².

Для решения задач, связанных с определением проникновения технологических жидкостей в слабосцементированные породы-коллекторы можно использовать образцы песка, полученные из рыхлого образца керна, предварительно его проэкстрагированного, или мелкий кварцевый песок фракции 0,25 мм, спрессованный в цилиндрический образец диаметром 28 мм или 30 мм, длиной 0,15 – 0,2 м при давлении равному эффективному (для сеномана = 14 МПа) (рис. 1.4).

Перед установкой образца из кварцевого песка в цилиндрический контейнер он промывается дистиллированной водой, высушивается до постоянной массы M_1 при температуре 105 ° С.

Высушенный образец песка насыпается в контейнер и уплотняется при давлении равном эффективному. Масса трубки и уплотняющих головок равна M_2 .

Спрессованный образец устанавливается в стакан и помещается под вакуум на 90 мин. В течение 30 мин снизу в образец поступает модель пластовой воды пока весь образец не будет перекрыт слоем жидкости, в котором вакуумируется в течение 30 мин. После завершения вакуумирования образец выдерживается в жидкости 10 ч, взвешивается и определяется его водонасыщенность.

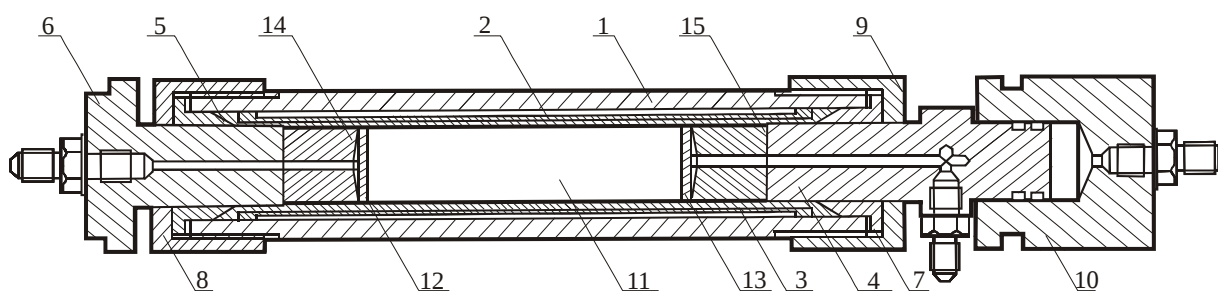


Рис. 1.4. Схема кернодержателя и размещения в нем пробы горной породы:
1-корпус кернодержателя; 2-направляющая втулка; 3-резиновая манжета;
4,5-уплотняющие конусы; 6, 7-головки кернодержателя; 8, 9-накидные гайки;
10-торцевой обжим; 11- горная порода; 12, 13 -фильтры; 14, 15-поджимные поршни

Остаточная водонасыщенность образца моделируется методом капиллярной пропитки.

Количество сохранившейся в образце воды определяется по данным взвешивания трубки с песком M_4 , содержание остаточной воды в образце принимается по среднестатистическим данным содержания воды в пласта.

На следующем этапе образец песка с остаточной водой насыщается керосином под вакуумом в течение двух часов.

После завершения подготовительных работ образец устанавливается в кернадержатель установки, моделирующей пластовые условия, где в дальнейшем с ним проводятся эксперименты, как с обычными сцементированными образцами.

Расчет основных параметров образца проводился по данным взвешивания.

Для расчета объема пор V_{Π} используется следующая формула

$$V_{\Pi} = \frac{M_3 - (M_1 - M_2)}{\rho} \quad (1.10)$$

где V_{Π} - объем пор образца, м^3 ; M_3 - масса цилиндрического контейнера с образцом, насыщенного водой, кг; M_1 и M_2 - масса сухого образца и масса контейнера, уплотняющих головок, кг; ρ - плотность воды, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Остаточная водонасыщенность образца $K_{\text{ов}}$ вычисляется по формуле

$$K_{\text{ов}} = \frac{M_4 - (M_1 + M_2)}{M_3 - (M_1 + M_2)}, \quad (1.11)$$

где $K_{\text{ов}}$ - остаточная водонасыщенность, доли; M_4 - масса образца и трубки с остаточной водой, кг.

Открытая пористость сформированного образца K_{Π} определяется по формуле

$$K_{\Pi} = \frac{V_{\Pi}}{V}, \quad (1.12)$$

где K_{Π} - открытая пористость, доли; V_{Π} - объем пор образца м^3 ; V - объем образца в цилиндрическом контейнере, м^3 .

Проницаемость образца по углеводородной жидкости или воде определяется по формуле (1.8).

1.7. Определение проницаемости пород-коллекторов после проникновения технологических жидкостей в трещинно-поровый коллектор

Определение коэффициентов восстановления проницаемости поровых коллекторов не вызывает серьезных затруднений. Однако, при проведении бурения в трещинно-поровых коллекторах водный фильтрат и глинистая составляющая промывочной жидкости проникает в трещины поро-

ды-коллектора, где основными проводящими каналами являются макро- и микро- трещины. Остатки промывочной жидкости, сохраняющиеся в трещинно-поровом коллекторе, могут значительно снизить проницаемость пород, а в конечном итоге повлиять на получении промышленных дебитов.

Изучение данного эффекта связано с определением трещинной проницаемости пород-коллекторов.

Исследование параметра – трещинной проницаемости керна показали, что величина проницаемости, определенная одним из лабораторных методов, будет значительно отличаться от данных, полученных при исследовании скважин. Это связано с тем, что определение проницаемости керна в лабораторных условиях имеет целый ряд трудностей.

Для того, чтобы определить трещинную пористость и проницаемость горной породы, необходимо, чтобы исследуемый образец имел достаточно большие линейные размеры.

Для решения вопросов наличия трещинной пористости и проницаемости в разрезе скважин используют методы (ГИС), промысловые исследования и данные исследования образцов горных пород.

Исследования трещинной пористости методами промысловой геофизики проводят по методике, предложенной Нечаем А.М.. Котяхов Ф.И. предложил метод, основанный на применении фотокаротажа скважин в сочетании с промысловыми исследованиями; метод шлифов, разработанный в институте ВНИГРИ, основан на изучении большого количества петрографических шлифов. Каждый из предложенных методов имеет большое количество недостатков.

Метод Нечая А.М. можно применять только в чистом трещинном коллекторе при условии отсутствия поровых коллекторов, насыщенных нефтью или газом, а также, если в коллекторе отсутствуют крупные пустоты и зоны выщелачивания. Применение методики Котяхова Ф.И. основано на фотографировании стенок скважины, которые не позволяют учитывать приуроченных к трещинам зон выщелачивания. Метод изучения шлифов, предложенный ВНИГРИ, требует изготовления большого количества шлифов, по которым определяются средние значения пористости и проницаемости, но он не учитывает наличие в разрезе пород крупных пустот и мелких каверн. Клеймесовым Ю.Ф. предложено сочетание методов промысловых исследований скважин с методом изучения шлифов.

Основной проблемой при изучении трещиноватости является проблема отнесения пород-коллекторов к порово-трещинному или трещинно-поровому типу. У порового типа коллекторов основными проводящими каналами являются поры, а трещины играют подчиненную роль, у второго типа коллекторов преобладает трещинная проницаемость.

Для количественной оценки трещиноватости и отнесения коллектора к порово-трещинному или трещинно-поровому типу. Котяховым Ф.И. был введен безразмерный коэффициент β , который определяется по формуле

$$\beta = \frac{K_{\Gamma} - K_{\text{СК}}}{K_{\text{СК}}}, \quad (1.13)$$

где K_{Γ} – средняя проницаемость пласта по гидродинамическим исследованиям, мкм^2 , $K_{\text{СК}}$ – средневзвешенная поровая проницаемость по керновому материалу, мкм^2 .

Если рассчитанный коэффициент β - превышает 1, то коллектор следует отнести к трещинно-поровому типу с преобладанием трещинной проницаемости.

На Уренгойском месторождении в скв. 336, 733, 306, 449, 285, вскрывших пласты $A_{\text{ч}3-4}$, $A_{\text{ч}5}$, где была получена гидродинамическая характеристика пласта и определены фильтрационные характеристики пород по данным исследований керна, выделяются коллекторы трещинно-порового и порово-трещинного типов по методике, предложенной Котяховым Ф.И. (табл. 1.1).

Таблица 1.1

Фильтрационная характеристика пластов по гидродинамике и керну

№ скважины	Интервал перфорации, м	Газонасыщенная эффективная толщина, м	Гидро-проводность, $\text{мкм}^2 \cdot \text{м} / \text{мПа} \cdot \text{с}$	Средневзвешенная проницаемость по керну, $K \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$	Проницаемость по гидродинамике, $K \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$	Тип коллектора по Котяхову
Пласт $A_{\text{ч}3-4}$						
449	3660-3692	9,0	0,793	4,4	2,73	порово-трещ.
336	3595-3603	3,0	0,068	0,19	0,703	трещ.-поров.
285	3570-3622	8,4	0,690	2,82	2,55	порово-трещ.
Пласт $A_{\text{ч}5}$						
336	3626-3657	13,8	1,044	2,2	2,3	трещ.-поров.
733	3645-3655	4,0	0,606	0,59	4,6	трещ.-поров.
733	3619-3623	2,2	0,541	0,58	7,62	трещ.-поров.
306	3624-3645	17,4	24,568	0,16	43,7	трещ.-поров.

Изучение трещиноватости горных пород связано с определением их упругих характеристик, результаты данных исследований используются при проведении геофизических, горных работ, связанных с бурением и эксплуатацией нефтяных и газовых скважин.

По данным исследований Котяхова Ф.И., прочность горных пород при различных деформациях зависит от величины напряжения, прикладываемого к породе. Когда величина напряжения достигает предела упругости горной породы, т.е. прекращает действовать закон Гука, то горная порода начинает разрушаться или пластически течь, а все процессы в данном случае характеризуются законом Сен-Венана. В отдельных случаях прочность песчаников на сжатие может изменяться от 28 до 50 МПа, а известняков – от 21 до 343 МПа.

Для получения информации об упругих свойствах горных пород можно использовать определение скорости распространения в них продольных и поперечных волн и метод измерения изменения объёма пор при сжатии по количеству вытесненной жидкости калиброванным капилляром.

Данный способ не обладает достаточной точностью измерения объёма порового пространства, так как качество замеров объёма пор связано с неучтёнными объёмами в соединительных трубах, с отсутствием возможности избавиться от воздуха, который присутствует в соединительных трубках.

Состояние качества замеров скорости прохождения продольных и поперечных волн зависит от качества изготовления пьезокерамики датчиков и места их расположения на образце горной породы.

Один из распространенных способов определения упругих свойств горных пород – метод измерения деформаций с помощью тензометров. Тензодатчики упругих измерителей продольных и поперечных деформаций соединены в мосты Уинстона. В течение опыта измеряются изменения длины и диаметра при приложении нагрузок. Регистрируемые величины разбаланса напряжений приводятся в соответствие с измеряемыми параметрами изменения длины и диаметра образца путем учета данных тарировок тензометров от давления и температуры. Данный способ не обладает достаточной точностью измерения упругих свойств пород, так как точность измерений зависит от разбалансировки мостов Уинстона и предварительной тарировки тензометров.

Для изучения упругих свойств осадочных пород авторами использовались цилиндрические образцы керна, выпиленные параллельно напластованию, проэкстрагированные спиртобензольной смесью с известной газопроницаемостью. Перед определением упругих деформаций образцы керна высушивались до постоянной массы, насыщались водой, взвешивались и определялся первоначальный объём пор. На следующем этапе образец керна устанавливается в кернодержатель установки и сжимают давлением перпендикулярно напластованию, выдерживают в течение 30 с до стабилизации давления, вынимают образец из кернодержателя, взвешивают, определяют объём пор после сжатия. Перед следующим сжатием насыщают образец водой под вакуумом, взвешивают, устанавливают в кернодержатель, сжимают давлением параллельно напластованию равном давлению

сжатия перпендикулярно напластованию. Операции по сжатию образца параллельно и перпендикулярно напластованию продолжаются до полного разрушения образца при увеличении давления сжатия на 2,0 МПа для каждой ступени. По данным замеров изменения объема пор определяется коэффициент Пуассона на каждой ступени сжатия.

Расчет коэффициента Пуассона по данным взвешивания образцов для определения объема пор на каждой ступени проводят по специальной методике.

Принимаем соотношение объема пор образца и объема образца, до и после сжатия как постоянные величины

$$\frac{V_{\Pi}}{V_0} = \frac{V'_{\Pi}}{V'_0}, \quad (1.14)$$

где V_{Π} – первоначальный объем пор образца, м³; V_0 – объем образца, м³; V'_{Π} – объем пор образца при давлении сжатия, м³; V'_0 – объем образца при давлении сжатия, м³.

Преобразуем выражение (1.14)

$$V_{\Pi} V'_0 = V'_{\Pi} V_0,$$

тогда объем образца после сжатия равен

$$V'_0 = \frac{V'_{\Pi} V_0}{V_{\Pi}}.$$

Если выразить объемы пор через результаты взвешивания, то в этом случае получим выражение

$$V_{\Pi} = \frac{M_1 - M_0}{\rho}, \quad (1.15)$$

где M_1 – масса насыщенного водой образца в воздухе, кг; M_0 – масса сухого образца, кг; ρ – плотность воды, кг/м³.

При сжатии образца давлением изменяется масса насыщенного водой образца.

Тогда объем пор равен

$$V'_{\Pi} = \frac{M'_1 - M_0}{\rho}, \quad (1.16)$$

где M'_1 – масса насыщенного водой образца в воздухе после сжатия его давлением, кг; M_0 – масса сухого образца, кг; ρ – плотность воды, кг/м³.

Подставив в формулу (1.14) значения объема пор, получим

$$V_o' = \frac{V_{\Pi}' V_o}{V_{\Pi}} = \frac{\frac{M_1' - M_o}{\rho} \cdot V_o}{\frac{M_1 - M_o}{\rho}} = \frac{(M_1' - M_o) \cdot V_o}{M_1 - M_o} = \frac{\Delta M_1' V_o}{\Delta M}$$

Если объем образца $V_o = \frac{\pi d^2}{4} \cdot l$, то длина l' образца после сжатия равна

$$\pi d^2 l' = \frac{4 M_1' \cdot \frac{\pi d^2 l}{4}}{\Delta M_1'}, \text{ или}$$

$$l' = \frac{4 M_1' \cdot \frac{\pi d^2 l}{4}}{\Delta M \pi d^2} = \frac{\Delta M_1' l}{\Delta M}, \quad (1.17)$$

где l - первоначальная длина образца, м; l' - длина образца после сжатия, м.

После сжатия образца параллельно напластованию длина образца не меняется, а изменяется диаметр.

В этом случае получаем выражение

$$\frac{\pi d^2}{4} \cdot l = \frac{\Delta M_1' V_o}{\Delta M},$$

или

$$\pi d^2 l = \frac{4 \Delta M_1' V_o}{\Delta M} = \frac{4 \Delta M_1' \cdot \frac{\pi d'^2}{4}}{\Delta M}.$$

Тогда

$$d'^2 = \frac{\Delta M_1' \pi d^2 l}{\Delta M \pi l} = \frac{\Delta M_1' d^2}{\Delta M}. \quad (1.18)$$

После преобразования выражения (18) получим

$$d' = \sqrt{\frac{\Delta M_1' d^2}{\Delta M}}, \quad (1.19)$$

где d' - диаметр образца после сжатия, м; $\Delta M_1'$ - разность массы насыщенного и сухого образца после сжатия, кг; ΔM - разность массы насыщенного и сухого образца первоначальная, кг.

Коэффициент Пуассона (ν) представляет собой отношение относительной деформации образца вдоль оси ε_1 к относительной деформации по периметру цилиндра ε_2 и определяется по формуле

$$\nu = \frac{\varepsilon_1}{\varepsilon_2}, \text{ тогда} \quad (1.20)$$

$$\varepsilon_1 = \frac{\Delta l}{l}, \quad (1.21)$$

$$\varepsilon_2 = \frac{\Delta d}{d}, \quad (1.22)$$

где Δl - относительное изменение длины, м; l - первоначальная длина, м; Δd - относительное изменение диаметра, м; d - первоначальный диаметр образца, м.

Подставляя результаты взвешиваний образцов до и после их сжатия, определяем коэффициенты Пуассона на каждой ступени давления.

По предложенной методике были проведены эксперименты по оценке упругих свойств керна ачимовских отложений скв. 743 Уренгойского месторождения и валанжинских отложений скв. 413 Ямбургского месторождения.

В экспериментах использовалась коллекция образцов, не имеющих поровой проницаемости. В результате проведенных работ установлено, что валанжинские образцы имеют значения коэффициентов Пуассона от 0,1 до 0,15, а образцы ачимовских отложений имеют большой разброс значений коэффициента Пуассона, которые зависят от величины давления сжатия. При незначительных давлениях сжатия от 0,2 до 0,4 МПа данные породы ведут себя как упругие тела, а значения коэффициентов Пуассона находятся в пределах от 0,26 до 0,37. Исключение составляет образец 4, где значения коэффициента Пуассона очень высокие, от 0,47 до 0,68. По данным исследования такой образец следует отнести к неупругому телу, имеющему остаточную деформацию. При повышении давления с 6,0 МПа до 12,0 МПа у большинства образцов наблюдается рост значений коэффициента Пуассона и потеря образцами упругих свойств, что приводит к их полному разрушению. Такие различия в упругих свойствах пород валанжинских и ачимовских отложений свидетельствуют о том, что образцы керна ачимовских отложений подверглись значительным деформациям и имеют сильную остаточную деформацию (табл. 1.2). Присутствие остаточной деформации у пород ачимовских отложений обуславливает появление трещиноватости и способствует образованию трещинно-поровых коллекторов [3].

Проанализировав комплексы лабораторных и промысловых исследований трещинной пористости, можно сделать вывод, что все предложенные методики позволяют определять этот параметр для конкретного кусочка керна или для интервала пород, вскрытых скважиной.

Таблица 1.2

Результаты исследования упругих свойств образцов керна

Номер образца	Давление сжатия 4,0 МПа	Давление сжатия 6,0 МПа	Давление сжатия 8,0 МПа	Давление сжатия 10,0 МПа	Давление сжатия 12,0 МПа	Давление сжатия 14,0 МПа	Давление сжатия 16,0 МПа
	коэффициент Пуассона	коэффициент Пуассона	коэффициент Пуассона	коэффициент Пуассона	коэффициент Пуассона	коэффициент Пуассона	коэффициент Пуассона
Ачимовские отложения							
1	0,25	0,32	0,33	0,36	Разрушен		
2	0,37	0,49	Разрушен				
3	0,32	0,49	0,45	0,51	Разрушен		
4	0,68	0,78	Разрушен				
5	0,31	0,45	0,68	Разрушен			
6	0,39	0,31	0,69	Разрушен			
Валанжинские отложения							
1		0,11	0,15	0,15	0,15	0,15	Разрушен
2					0,11	0,11	Разрушен
3							0,15
4					0,1	Разрушен	
5					0,1	Разрушен	
6					0,17	0,17	Разрушен

Для проведения экспериментальных работ по определению трещинной пористости и проницаемости образцов керна нами разработана методика моделирования искусственной трещиноватости породы.

Основными причинами создания данной методики послужили отсутствие кернового материала с трещинной проницаемостью и трудоемкость изготовления образцов цилиндров из трещиноватых пород.

При отборе керна из скважин, вскрывших трещинные, трещинно-поровые коллекторы, на поверхность поднимаются породы непроницаемые или обладающие микротрещинами. Образцы с крупными трещинами и кавернами обычно разрушаются при бурении.

При проведении лабораторных работ по моделированию проникновения в микротрещину промывочной жидкости возникает необходимость в создании трещины, определенной геометрической формы с фиксированными размерами.

Для этих целей отбирается коллекция образцов керна, не имеющих поровой проницаемости с горизонтальной слоистостью, отобранных в трещинном или трещинно-поровом коллекторе. Предварительно проэкспортированный образец керна с горизонтальной слоистостью раскалывается по осевой части пополам, чтобы форма трещины была ровной и располагалась параллельно напластованию. Перед проведением экспериментов в обеих половинках образца моделируется начальная нефтенасыщенность насыщением порового пространства керосином под вакуумом.

Перед установкой образца в кернодержатель установки измеряются геометрические размеры образца и фиксируется размер трещины укладкой по боковым частям образца полосок алюминиевой фольги, определенного размера и толщины, которые при сжатии эффективным давлением принимают форму поверхности скола и сохраняют ее размер в процессе опыта. Ширина трещины может изменяться в зависимости от числа пластинок, которые фиксируют размер трещины.

Для проведения эксперимента образец устанавливают в кернодержатель установки, сжимают эффективным давлением, нагревают до пластовой температуры. В условиях, моделирующих пластовые, образец насыщают керосином и определяют расход керосина через трещину данного размера. На следующем этапе в образец керна закачивается промывочная жидкость при давлении, равном давлению разрыва пласта. Процесс фильтрации промывочной жидкости контролируется отбором проб, прокачанной через трещину жидкости.

При проведении экспериментов возможны два варианта опытов: жидкость не фильтруется в данный размер трещины; жидкость фильтруется через трещину.

Процесс очистки трещины от остатков промывочной жидкости проводится при давлении равном депрессии, прилагаемой к пласту при вызове притока. Если трещина данного размера закольматирована остатками про-

мывочной жидкости, то при данном давлении расхода жидкости (керосина) не получают. При полной или частичной очистке трещины от остатков промывочной жидкости расход керосина должен быть равным первоначальному или быть значительно меньше.

В конце опыта кернодержатель разбирается и по образцу керна определяют причину снижения расхода керосина. Главным фактором снижения расхода керосина через трещину является сокращение размеров трещины из-за отложения остатков промывочной жидкости на ее стенках.

Расчет проницаемости системы трещин проводится по формуле

$$K_T = 85000 \cdot B^2 \cdot K_{\text{пт}}, \quad (1.23)$$

где K_T - трещинная проницаемость, мкм^2 ; B - раскрытость трещины, мм; $K_{\text{пт}}$ - трещинная пористость, доли.

В нашем случае мы имеем не систему трещин, а одну трещину фиксированного размера. Для нее схема расчета значительно упрощается.

Трещинная пористость для такой трещины определяются по формуле

$$K_{\text{пт}} = B \cdot \Gamma, \quad (1.24)$$

где $K_{\text{пт}}$ - трещинная пористость, доли; B - раскрытость трещины, мм; Γ - густота трещин, $1/\text{мм}$.

Для случая наличия трещины одного направления в образце керна

$$\Gamma = T = \frac{S}{V}, \quad (1.25)$$

где T - объемная трещиноватость, $1/\text{мм}$; S - площадь половины поверхности стенок трещины, мм^2 ; V - объем образца, мм^3 .

Тогда трещинная пористость у данного образца рассчитывается по формуле

$$K_T = B \cdot T. \quad (1.26)$$

После определения значений трещинной пористости рассчитывается трещинная проницаемость по формуле (23). По предложенной методике были проведены эксперименты на образцах керна, которые приводятся в табл. 1.3.

Таблица 1.3

Результаты определения трещинной проницаемости на модели трещины

Месторождение	Раскрытость трещины, мм	Объемная трещиноватость, $1/\text{мм}$	Трещинная пористость, %	Трещинная проницаемость, мкм^2
Уренгойское	0,065	0,304	2,21	7,937
	0,130	0,341	4,41	63,7

По данным лабораторных определений проводится оценка качества вскрытия и освоения трещинно-порового коллектора по значению скин-эффекта, S .

$$S = \frac{1}{\beta} \ln \left(1 + \frac{L}{r_c} \right), \quad (1.27)$$

где β – коэффициент восстановления проницаемости, доли; L – глубина проникновения твердой фазы в трещину, м; r_c – радиус скважины, м.

Используя результаты исследований по закачке промывочной жидкости в трещину определенного размера, удастся установить, при какой величине раскрытости трещины она будет кольтматироваться технологической жидкостью. В соответствие с полученными результатами можно прогнозировать получение промышленных дебитов из скважин, вскрывших трещинно-поровые коллекторы.

1.8. Исследование влияния адсорбционных и диффузионных слоев на фильтрационные характеристики пород

При проникновении водных фильтратов технологических жидкостей в продуктивные пласты происходит снижение их фильтрационной характеристики. Основными причинами снижения фильтрационной характеристики пород являются процессы адсорбции химических реагентов в порах пород или образование водных диффузионных слоев на поверхности поровых каналов. Оба эти процесса снижают продуктивность скважин и препятствуют получению промышленных притоков нефти и газа в эксплуатационных скважинах.

Экспериментально установлено, что коллекторы большинства месторождений обладают смешанной смачиваемостью или являются гидрофильными. Характер взаимодействия водных фильтратов технологических жидкостей зависит от характера смачиваемости породы, строения структуры порового пространства, соотношения подвижных и неподвижных фаз.

Исследованиями Гибайдуллина Н.З., Вахрушева Л.П. и др. [4] отмечена решающая роль поверхностной гидрофобизации адсорбционными слоями химических реагентов при создании капиллярного притока в направлении забоя скважины. В результате экспериментальных исследований данными авторами высказывалось мнение, что диффузионные слои, образующиеся в поровых каналах породы, оказывают решающее влияние на характер проницаемости коллектора. При проведении экспериментальных исследований по оценке влияния различных типов технологических жидкостей на фильтрационные характеристики пород теория диффузионных слоев может дать исчерпывающие сведения о причинах снижения проницаемости пород после их контакта с фильтрами данных жидкостей.

Нами были проведены исследования двух типов жидкостей глушения скважин, изготовленных на основе карбоксиметилкрахмала (КМК) и комплексного полимерного реагента ПС, с учетом их влияния на коэффициент восстановления проницаемости.

Эксперименты проводились с моделированием пластовых условий проникновения фильтратов данных жидкостей в образцы пород и очистки порового пространства от фильтратов при освоении скважин. В качестве пористых сред использовались образцы горных пород с проницаемостью от $28 \cdot 10^{-3}$ до $67 \cdot 10^{-3}$ мкм², отобранные в пласте БУ₈ Ямбургского месторождения. Методика проведения экспериментов основана на соблюдении пластовых условий проникновения фильтратов жидкостей глушения в образцы горных пород и моделирования условий освоения скважины. Первоначально проводилась прямая фильтрация керосина через образец и определялась его проницаемость. В дальнейшем в образец закачивалась жидкость глушения скважин при давлении 0,3 МПа. Фильтрация жидкостей глушения прекращалась после полной кольтматации поверхности образца, которая фиксировалась по отсутствию расхода. На следующем этапе с противоположной стороны образца фильтровался керосин с целью очистки порового пространства от фильтрата жидкости глушения при давлении – 9,0 МПа, что соответствует условиям освоения скважины, в количестве от 8 до 10 поровых объемов. После очистки порового пространства от остатков фильтрата определялась проницаемость образца и рассчитывался коэффициент восстановления проницаемости.

В образцах, участвовавших в экспериментальных работах, определялось содержание воды первоначальное и конечное после опытов, чтобы установить объем сохраняющегося фильтрата в образце горной породы. Определение содержания воды в образцах пород после опыта проводилось экстракционно-дистилляционным способом, позволяющего определить количество воды в образцах керна и установить влияние адсорбционных и диффузионных слоев на фильтрационные характеристики. Содержание воды по данным экстракционно-дистилляционного способа определяют по формуле

$$K_B = 1 - \frac{V_B}{V_{\Pi}}, \quad (1.28)$$

где K_B - содержание воды в образце керна, доли; V_B - объем воды, отогнанной из образца керна, м³; V_{Π} - объем пор образца, м³.

По данным эксперимента рассчитывают содержание воды в образце керна ΔV по следующему соотношению

$$\Delta V = V_B - V_{ОВ}, \quad (1.29)$$

где $V_{ОВ}$ - объем остаточной воды в образце керна, м³.

Если содержание воды в образце после опыта ниже объема остаточной воды $\Delta V < V_1$, то снижение проницаемости образца обуславливается процессами адсорбции химических реагентов на поверхности поровых каналов.

Если происходит увеличение объема воды в образце после опыта – выше объема остаточной воды $\Delta V > V_1$, то снижение проницаемости обуславливается процессами интенсивного проникновения водного фильтрата технологической жидкости и образованием обширных диффузионных слоев, сужающих сечение пор образца. Рассматривая данные процессы в комплексе, можно рекомендовать составы технологических жидкостей, нейтрализующие эти процессы в стадии лабораторных исследований.

Обобщенные результаты, приведенные в табл. 1.4, позволяют отметить целый ряд особенностей фильтрации жидкостей глушения через образцы пород.

Образцы, у которых было определено содержание воды до и после опыта, имеют почти повсеместное снижение ее содержания от 5,7 % до 21,9 %. Повышенное содержание воды по сравнению с первоначальной водой отмечено лишь в трех образцах, где закачивалась жидкость, изготовленная на базе КМК. Данное явление можно объяснить способностью молекул КМК удерживать воду и создавать значительные по размерам диффузионные слои.

1.9. Методы определения распределения кольматирующих составов в поровом пространстве пород

В практике вскрытия и освоения нефтяных и газовых залежей возникает необходимость в оценке влияния проникновения фильтратов буровых, цементных растворов, жидкостей глушения скважин, водоизолирующих составов на фильтрационные характеристики пород. Изучение условий образования зон проникновения и их поведение в момент получения притока из пласта могут быть смоделированы на образцах керна в лабораторных условиях на специальных установках.

Основным параметром, определяющим фильтрационные характеристики при проведении экспериментов, считается проницаемость, а окончательный результат представляется в виде коэффициента восстановления проницаемости.

Однако определение проницаемости не может дать полной характеристики процессов, происходящих в пористых средах. Наиболее полную картину распределения кольматирующего порою состава и насыщающего её флюида даёт изучение структуры порового пространства породы до и после воздействия на него фильтратов растворов водоизолирующих жидкостей. При определении типа водоизолирующего состава, применяемого для водоизоляции обводненных интервалов нефтяных и газовых скважин при разработке месторождений, пользуются методикой определения коэффициента закупорки поровых каналов водоизолирующим составом.

Таблица 1.4

Результаты исследования влияния проникновения жидкостей глушения на фильтрационные характеристики пород

Место- рождение, скважина, образец	Проницае- мость, $K \cdot 10^{-3}$ мкм ²	Пори- сто- сть, %	Остаточная водонасы- щенность, %	Состав технологи- ческих жидкостей	Со- дер- жание, масс .%	Проницае- мость по керосину, $K \cdot 10^{-3}$ мкм ²		Объ- ем воды в об- разце	Объ- ем воды в об- разце	Изме- нение содер- жания воды в образце после опыта, %	Коэффи- циент восстанов- ления про- ницаемо- сти, %
						до опы- та	по- сле опы- та				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Ямбург- ское, скв. 413 обр 58	39,1	18,8	34,6	КМК ПС NaCl ОП-10 вода - остальное	4,0 0,5 5,0 0,2	19,9	1,76	1,50	1,57	1,54	9,2
Ямбург- ское, скв. 413 обр 37	58,5	17,9	32,4	КМК ПС KCl ОП-10 вода - остальное	3,0 1,0 5,0 0,2	16,8	2,37	1,10	1,40	6,90	14,1

Продолжение табл. 1.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Ямбургское, скв. 413 обр 26	49,5	18,4	31,5	ПС ГКЖ-10 КСІ ОП-10 вода - остальное	2,5 0,4 5,0 0,2	20,7	8,3	1,39	0,90	-11,10	40,1
Ямбургское, скв. 413 обр 24	67,5	19,4	30,8	КМК ПС ГКЖ-10 NaCl ОП-10 вода - остальное	4,0 0,5 0,6 5,0 0,2	28,8	1,84	1,60	1,40	-0,82	6,3
Ямбургское, скв. 413 обр 31	31,9	18,0	35,0	ПС ГКЖ-10 КСІ дисолван вода - остальное	2,8 0,4 5,0 0,8	23,9	7,7	1,51	0,80	-16,10	32,2

Продолжение табл. 1.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Ямбургское, скв. 413 обр 176	28,2	14,4	35,7	ПС ГКЖ-10 КСІ лигнин вода - остальное	2,5 0,6 3,0 2,0	18,8	7,1	1,23	0,60	-17,44	37,8
Ямбургское, скв. 413 обр 129	34,8	16,9	32,6	КМК ГКЖ-10 КСІ дисолван торф вода - остальное	4,0 0,6 5,0 0,5 4,0	14,3	4,7	1,30	0,90	-21,90	32,8
Ямбургское, скв. 413 обр 127	34,5	15,8	36,5	КМК ГКЖ-10 КСІ дисолван торф вода - остальное	4,0 0,4 5,0 0,5 6,0	25,2	5,4	1,40	1,80	10,50	21,4

Окончание табл. 1.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Ямбургское, скв. 413 обр 130	38,1	16,7	33,1	ПС ГКЖ-10 КСІ дисолван лигнин вода - остальное	2,5 0,4 5,0 0,5 2,0	14,9	3,3	1,32	1,30	-5,70	22,1
Ямбургское, скв. 413 обр 67	56,4	17,2	29,5	ПС ГКЖ-10 КСІ дисолван торф вода - остальное	3,5 0,7 6,0 0,7 1,5	23,9	9,1	1,20	0,70	-12,40	38,0
Ямбургское, скв. 413 обр 131	43,2	17,2	31,5	ПС ГКЖ-10 КСІ дисолван торф вода - остальное	3,5 0,7 6,0 0,7 1,5	14,2	4,2	4,70	0,90	-10,10	29,5

Водоизолирующие составы используются с целью изоляции водопроявляющих интервалов в процессе строительства скважин, когда во вскрываемом разрезе встречаются высоконапорные водоносные горизонты или для обработки обводнившихся интервалов в момент эксплуатации скважин.

С целью изоляции водопроявляющих интервалов в последнее время широкое развитие получил метод физико-химической кольтмации, когда в поровом пространстве пород в результате химических реакций происходит взаимодействие между закачиваемыми реагентами, пластовыми флюидами и породой. Продуктами этих реакций могут быть или кристаллические или аморфные осадки. В наших экспериментах использовались солевые растворы и композиции, изготавливаемые на базе кремниевой кислоты и отходов переработки древесины.

Для проведения экспериментов по закачке водоизолирующих составов отбираются образцы керна с известной абсолютной проницаемостью, насыщаются моделью пластовой воды и определяется открытая пористость. Затем образец помещается в кернодержатель, где в пластовых условиях устанавливается проницаемость по модели пластовой воды. Для нижнемеловых отложений Уренгойского месторождения пластовая температура – 75⁰С, эффективное давление - 31 МПа. На следующем этапе в образец закачивается солевой раствор, который впоследствии замещается композицией соли кремниевой кислоты и отходов переработки древесины. Всё это приводит к образованию в поровом пространстве породы нерастворимого в воде и углеводородах осадка, который закупоривает поровые каналы. Для определения степени закупорки образца с противоположной стороны закачивается модель пластовой воды и оценивается водопроницаемость. Опыт считался законченным, если водопроницаемость приближалась к нулю. После окончания опыта у образца определялась открытая пористость.

Фактически коэффициент закупорки поровых каналов является аналогом коэффициента восстановления проницаемости и определяется расчетным путем по формуле 1.9. Однако наиболее полную информацию о распределении водоизолирующего состава в поровом пространстве породы-коллектора можно получить по данным определения коэффициента открытой пористости. Низкие значения проницаемости образцов керна, полученные после закачки водоизолирующего состава, не могут свидетельствовать о качестве водоизоляции. При проведении экспериментов на образцах керна закупорка пор происходит с одной стороны образца, где находится весь объем внедрившегося состава. В пластовых условиях такое распределение водоизолирующего состава у стенки скважин снижает надежность водоизолирующего экрана и приводит к прорыву воды в скважину.

Расчет коэффициента закупорки поровых каналов по данным пористости осуществляют следующим образом.

Коэффициент открытой пористости (K_{Π}) определяют по формуле

$$K_{\Pi} = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\text{обр}}}, \quad (1.30)$$

где $V_{\text{пор}}$ – объем пор образца, м^3 ; $V_{\text{обр}}$ – объем образца, м^3 .

После прокачки водоизолирующего состава объем пор изменяется в зависимости от нового значения открытой пористости.

Если первоначальный объем пор равен

$$V_{\text{пор}} = K_{\Pi} \cdot V_{\text{обр}},$$

то после закачки водоизолирующего состава величина объема пор изменяется

$$V_{\text{пор}}^1 = K_{\Pi}^1 \cdot V_{\text{обр}}.$$

Изменение объема порового пространства ΔV после закачки состава составит

$$\Delta V = V_{\text{пор}} - V_{\text{пор}}^1 = V_{\text{обр}} (K_{\Pi} - K_{\Pi}^1).$$

Коэффициент закупорки поровых каналов K_3 равен

$$K_3 = \frac{\Delta V}{V_{\text{пор}}} = \frac{V_{\text{обр}} (K_{\Pi} - K_{\Pi}^1)}{K_{\Pi} V_{\text{обр}}} = \frac{\Delta K_{\Pi}}{K_{\Pi}}, \quad (1.31)$$

где ΔK_{Π} - изменение коэффициента пористости после закачки водоизолирующего состава, доли; K_{Π} - коэффициент пористости, доли.

Эксперименты по определению коэффициентов закупорки поровых каналов были проведены на образцах керна Уренгойского месторождения, результаты которых приводятся в табл. 1.5.

Таблица 1.5

Результаты определения коэффициентов закупорки пор

Но- мер об- разца	Газо- прони- цае- мость, $\text{К} \cdot 10^{-3}$ мкм^2	Проницаемость по пластовой воде, $\text{К} \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$		Коэффи- циент закупорки пор по данным проницае- мости, %	Пористость, %		Коэффи- циент закупорки пор по данным пористо- сти, %
		до опыта	после опыта		до опы- та	после опы- та	
1	26,5	3,76	0,80	78,7	17,1	16,9	1,6
2	99,7	4,59	0,21	95,4	18,3	17,7	3,2

3	20,4	0,40	0,10	76,0	15,1	13,8	8,6
4	83,5	4,18	0,10	97,6	18,7	16,7	10,7

Используя результаты исследований по закачке водоизолирующих составов в образцы керна и определения коэффициентов закупорки поровых каналов по данным замеров проницаемости и пористости, можно установить, что низкие значения проницаемости после закачки водоизолирующих составов не дают объективную характеристику распределения данного состава в поровом пространстве породы-коллектора. Низкие значения коэффициента закупорки порового пространства по данным пористости указывают, что данный состав перекрывает поры у стенки скважины и не проник в породу, что может привести к преждевременному прорыву воды в скважину. При сопоставлении всех значений коэффициентов закупорки пор можно получить объективную характеристику распределения водоизолирующего состава в прискважинной зоне скважины.

Углубленный анализ распределения кольматирующего состава в поровом пространстве породы-коллектора можно получить, используя данные как обычной, так и ртутной капиллярметрии, хотя данные эксперименты очень длительны во времени и загрязняют образцы керна флюидами, которые не участвуют в опытах.

Наиболее точным и доступным для нашего случая является метод центрифугирования, методические основы которого рассмотрены Тульбовичем Б.И. Сущность этого метода состоит в том, что при вращении в центрифуге насыщенного жидкостью образца развиваются центробежные силы, способствующие удалению жидкости из пор различного размера. В процессе измерения на каждом режиме регистрируют объемы воды, удаляемой из образца. По значению скорости, развиваемой ротором центрифуги, рассчитывается капиллярное давление и радиус пор, который соответствует этому давлению.

Основы данной методики были апробированы при проведении экспериментальных работ с водоизолирующими составами на валанжинских образцах керна Уренгойского месторождения.

Для определения объёма и размера пор, занятых кольматирующим составом, методом центрифугирования снимается порометрическая характеристика керна в виде гистограмм распределения пор по размерам до, и после кольматации.

Капиллярное давление и радиус пор рассчитывался по значениям скорости, развиваемой ротором центрифуги при определенном режиме табл. 1.6.

На приведённой совмещенной гистограмме наглядно представлено, что доля основных проводящих поровых каналов сократилась в два раза.

Основными капиллярами, перекрытыми кольтатирующим составом, оказались поры радиусом 0,912 - 1,610 мкм (рис. 1.5).

Таблица 1.6

Режимы центрифугирования для снятия поровой характеристики

Параметр	Частота вращения ротора, мин ⁻¹								
	600	700	800	1000	1500	2000	2500	3000	5000
Радиус пор, мкм	10,117	7,391	5,719	3,628	1,619	0,912	0,582	0,405	0,146
Время вращения образца, мин	10	10	15	15	15	20	20	20	20

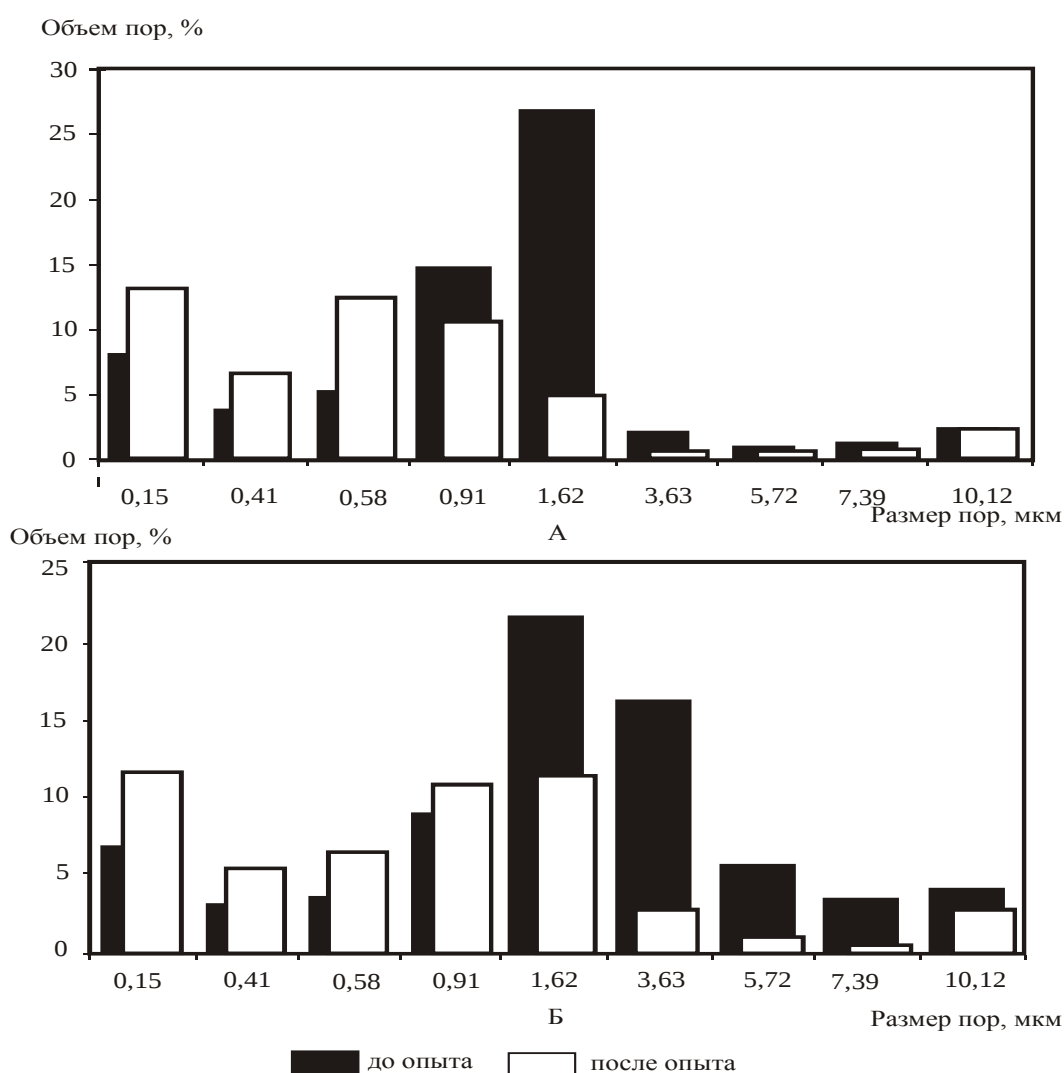


Рис. 1.5. Гистограмма распределения пор в образцах керна до и после кольтатации:

А. Образец № 1. Абсолютная проницаемость - $26,5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$; проницаемость по воде до опыта $3,76 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, после опыта - $0,8 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$; пористость до

опыта- 17,1 %, после опыта- 16,8 % Б. Образец № 2. Абсолютная проницаемость - $99,7 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$; проницаемость по воде до опыта - $4,59 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, после опыта - $0,21 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$; пористость до опыта - 18,3 %, после опыта- 17,7%

Фильтрационно-емкостные свойства породы изменились в различной степени: проницаемость снизилась примерно в двадцать раз; пористость - на 1 %.

Такие изменения ФЕС свидетельствуют о том, что закупорке подвергается не весь комплекс пор, а только высокопроводящие, где происходит сужение поперечного сечения каналов за счет образования в них нерастворимых осадков. Это явление достаточно хорошо иллюстрируется гистограммой распределения пор по размерам, а также наблюдается в шлифах, изготавливаемых в горизонтальном и вертикальном срезе из образцов керна, на которых проводился эксперимент.

Таким образом, при проведении лабораторных работ на образцах керна, связанных с фильтрацией через них водоизолирующих жидкостей, наиболее полную характеристику изменения ФЕС, распределения в поровом пространстве нерастворимых осадков, твёрдых частиц, можно получить, изучая структуру порового пространства по предложенным методам.

1.10. Определение влияния проникновения фильтратов растворов на углеводородной и водной основах на нефтегазонасыщенность пород

Исследование образцов керна, отобранных в скважинах на глинистых растворах, не позволяет оценить истинную нефтегазонасыщенность, но и дать надежное обоснование лабораторных методов определения остаточной водонасыщенности.

Результаты исследования остаточной водонасыщенности образцов керна, отобранных в скважинах, пробуренных на растворах на нефтяной основе (РНО), зависят от условий отбора и качества промывочных жидкостей, что требует выявления основных факторов, влияющих на сохранность остаточной воды в образцах керна.

Одним из главных факторов, влияющих на процесс перераспределения пластовых флюидов, является опережающее проникновение фильтрата бурового раствора в пласт.

В первый момент в пласт вместе с фильтратом раствора проникает тонкодисперсная фаза, что приводит к образованию корки и формированию зоны проникновения, а под воздействием капиллярных сил в нефтегазоносных пластах и отбираемом керне происходят процессы капиллярного перераспределения пластовых флюидов.

При бурении скважин на безводных растворах РНО процесс капиллярного перераспределения флюидов не должен влиять на содержание

остаточной воды в керне. Однако некоторые исследователи считают, что при вскрытии продуктивных пластов на РНО происходит вытеснение остаточной воды фильтратом раствора.

Оценка влияния проникновения фильтрата раствора в керн нами проделана в лабораторных условиях. Для изучения этого процесса использовалась установка, схема которой показана на рис. 1.6.

На данной установке проведены исследования влияния проникновения фильтрата раствора на нефтяной основе с использованием в качестве структурообразователя сухого мела, составляющего 20 % от объёма раствора. Содержание воды в предполагаемой пробе раствора не превышало 2 %.

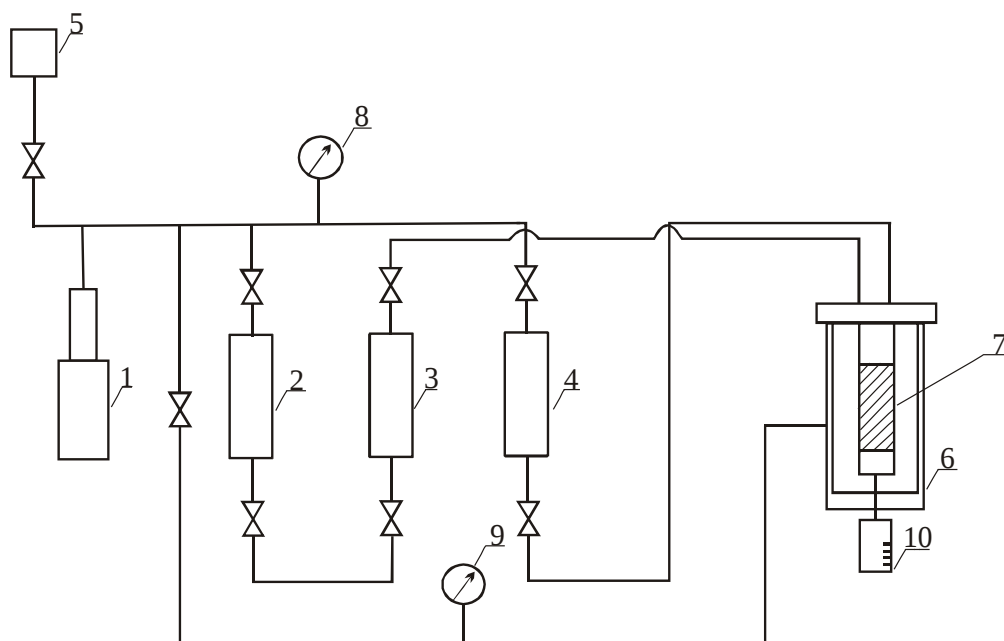


Рис. 1.6. Схема установки для исследования проникновения фильтрата раствора в образцы пород:

1 – гидравлический пресс; 2 – буферная ёмкость; 3, 4, 5 – ёмкость для нефти, раствора, масла; 6 – кернадержатель; 7 – образец керна; 8, 9 – манометры; 10 – мерная бюретка

В качестве пористой среды использованы образцы песчаников из неокотских отложений с различными значениями проницаемости. Для каж

дого образца были определены абсолютная проницаемость и смоделирована остаточная водонасыщенность методом центрифугирования.

Образец керна 7, насыщенный керосином, с известной остаточной водой закладывается в камеру кернадержателя 6, где создаются пластовые температура и давление. Жидкость от гидравлического пресса 1 поступает в ёмкости 2 и 4, причём давление на нефть передаётся через буферную ёмкость 2, а на раствор - при помощи поршня. В экспериментальной установ-

ке, в пластовых условиях, происходит донасыщение порового пространства нефтью и лишь после этого образцы подвергаются воздействию бурового раствора РНО. С этой целью к образцу прилагается перепад давления, равный 3 МПа, что соответствует максимально допустимой репрессии, применяемой при вскрытии продуктивных пластов. Отфильтрованная жидкость собирается в мерной бюретке 10. Окончание опыта устанавливается по полному затуханию фильтрации раствора.

Фактически полное прекращение фильтрации наступает через 10-40 мин после начала эксперимента. С целью моделирования подъёма керна из скважины в конце эксперимента образцы выдерживаются в растворе в течение 12 ч с постоянным снижением давления в установке до атмосферного. По окончании эксперимента в исследуемых образцах определяется содержание остаточной воды экстракционно-дистилляционным методом.

В результате экспериментальных исследований влияния проникновения фильтрата РНО удалось установить, что остаточная водонасыщенность образцов не меняется, а наибольшее проникновение раствора происходит в коллекторах с проницаемостью от $150 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $500 \cdot 10^{-3}$ мкм², наименьшее - с более низкой проницаемостью.

При вскрытии нефтенасыщенных пластов на безводных углеводородных растворах максимальная величина объёмной скорости фильтрации и наибольшие зоны проникновения фильтрата раствора характерны для однородных коллекторов с проницаемостью $200 \cdot 10^{-3}$ мкм² и более высоких её значениях табл. 1.7.

Таблица 1.7

Результаты исследования влияния проникновения фильтрата РНО

№ образ-ца	Прони-цаемость, $K \cdot 10^{-3}$ мкм ²	Пори-стость, %	Остаточная вода, %		Объёмная скорость фильтра-ции, мл/мин	Объём внедр. фильтрата раствора от объёма пор образца, доли
			до опы-та	после опыта		
1	170,0	25,9	29,6	29,6	0,076	0,21
2	253,0	23,3	23,8	23,8	0,129	0,12
3	179,0	22,8	27,2	27,1	0,42	0,39
4	156,0	24,8	25,5	25,5	0,079	0,14
5	26,9	21,0	39,0	39,0	0,00125	0,18
6	143,6	23,4	26,7	26,7	0,046	0,40
7	44,5	23,5	35,6	35,4	0,095	0,01
8	488,0	22,9	24,2	24,2	0,26	0,67
9	178,5	21,9	24,2	24,1	0,089	0,22

Известно, что при вскрытии разреза пород скважиной, пробуренной с применением РНО, встречаются как нефтенасыщенные коллекторы, отличающиеся друг от друга количеством и распределением остаточной воды, так и полностью водонасыщенные. Практически, когда вскрытие водонасыщенных пластов происходит на обычных глинистых растворах, то наблюдается смешение фильтрата раствора с пластовой водой, а в случае использования РНО, фильтрат его будет вытеснять часть пластовой воды, вплоть до полного затухания фильтрации.

Основной целью проведенных экспериментальных исследований является обоснование степени достоверности результатов, определения остаточной водонасыщенности нефтенасыщенного керна, отобранного с применением РНО. В экспериментах использовалась практически безводная проба раствора на углеводородной основе, который повсеместно применяется при отборе керна. Объектом изучения проникновения фильтрата раствора в поровое пространство служили образцы песчаников неокотских отложений, величина водонасыщенности которых моделировалась методом капиллярной вытяжки.

В условиях, когда отбор керна ведётся в переходных зонах от воды к нефти, содержание воды в нём может изменяться от остаточной до свободной и часть свободной воды при этом будет вытесняться фильтратом раствора. Чтобы установить предел возможного вытеснения воды из керна, проведена серия опытов с образцами, имеющими различную водонасыщенность, изменяющуюся от 40 % до 100 %. Для образцов с водонасыщенностью менее 100 % моделировалась начальная нефтенасыщенность донасыщением порового пространства неполярным керосином под вакуумом.

Следует подчеркнуть, что по коэффициенту газопроницаемости образцы отличались весьма значительно от $0,5 \cdot 10^{-3}$ до $1,2 \text{ мкм}^2$, следовательно, и по содержанию остаточной воды они будут тоже весьма различны.

Методика исследования состояла в следующем.

Образец с предварительно смоделированной остаточной водой закладывался в кернодержатель установки, где при пластовых условиях подвергался воздействию раствора РНО. При перепаде давления 2,0 МПа через образец фильтровался раствор до полного затухания фильтрации, вытесненная при этом жидкость собиралась в мерную бюретку. Выбор данного перепада давления производился согласно репрессии, возникающей при отборе керна с использованием РНО. После окончания фильтрации образец выдерживался в кернодержателе с постепенным снижением давления и температуры до атмосферной. В конце опыта в образце экстракционно-дистилляционным методом определялось содержание воды.

По данной методике были исследованы как полностью водонасыщенные образцы, так и слабонефтенасыщенные, содержание воды в которых достигает от 50 % до 80 %, что значительно выше остаточной водона-

сыщенности, определенной по данным центрифугирования для коллекторов различной проницаемости, представленных в опытах (табл. 1.8).

В случае, когда содержание остаточной воды приближалось к значениям моделируемой, то такие образцы исключались из опытов.

Таблица 1.8

Результаты моделирования влияния проникновения фильтрата РНО в керн на содержание естественной водонасыщенности

Кол-во ис-след. образ.	Пределы изменения проницаемости образцов, $K \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$	Остаточная водонасыщ. по данным центрифуг., %	Водонасыщенность, %	Вытеснен. свободная вода от водонасыщенности, %	Примечание
4	609,0-309,8	22,0	100	29,8	
2	288,0-356,0	24,0	100	24,7	
4	113,4-191,0	33,6	100	26,9	
3	20,4-50,4	40,0	100	25,1	
3	0,6-7,7	42,4	100	21,8	
2	218,2-416,4	27,1	80	26,3	
3	66,8-108,2	30,9	80	23,0	
4	11,0-53,6	40,7	80	20,1	
1	0,5	50,0	80	16,2	
1	1135,9	24,0	60	25,6	
2	205,0-416,4	27,0	60	25,7	
2	134,7-152,2	29,1	60	20,4	
2	20,6-22,1	39,9	60	14,6	
2	1,4- 4,8	45,7	60	12,9	
1	505,5	26,1	50	20,1	
2	281,0-463,5	25,4	50	17,2	
2	148,0-194,0	30,7	50	19,2	
2	598,0-618,0	23,1	40	-	Вода не вытеснена
2	251,2-442,0	27,9	40	-	-

По результатам экспериментов получены зависимости количества вытесненной свободной воды от абсолютной проницаемости (рис. 1.7). Количество вытесняемой свободной воды почти повсеместно повышается с ростом проницаемости.

Анализируя данные зависимости, можно установить, что вытеснение свободной воды получено повсеместно и лишь при снижении содержания до 40 % вытеснение её полностью прекращается, а объем вытесняемой воды наиболее высок при проницаемости от $1 \cdot 10^{-3}$ до $200 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. В расположении установленных зависимостей наблюдается характерная закономерность - выше всех находятся точки для полностью водонасыщенного керна, а остальные точки расположены ниже, в соответствии со снижением содержания воды в образцах керна.

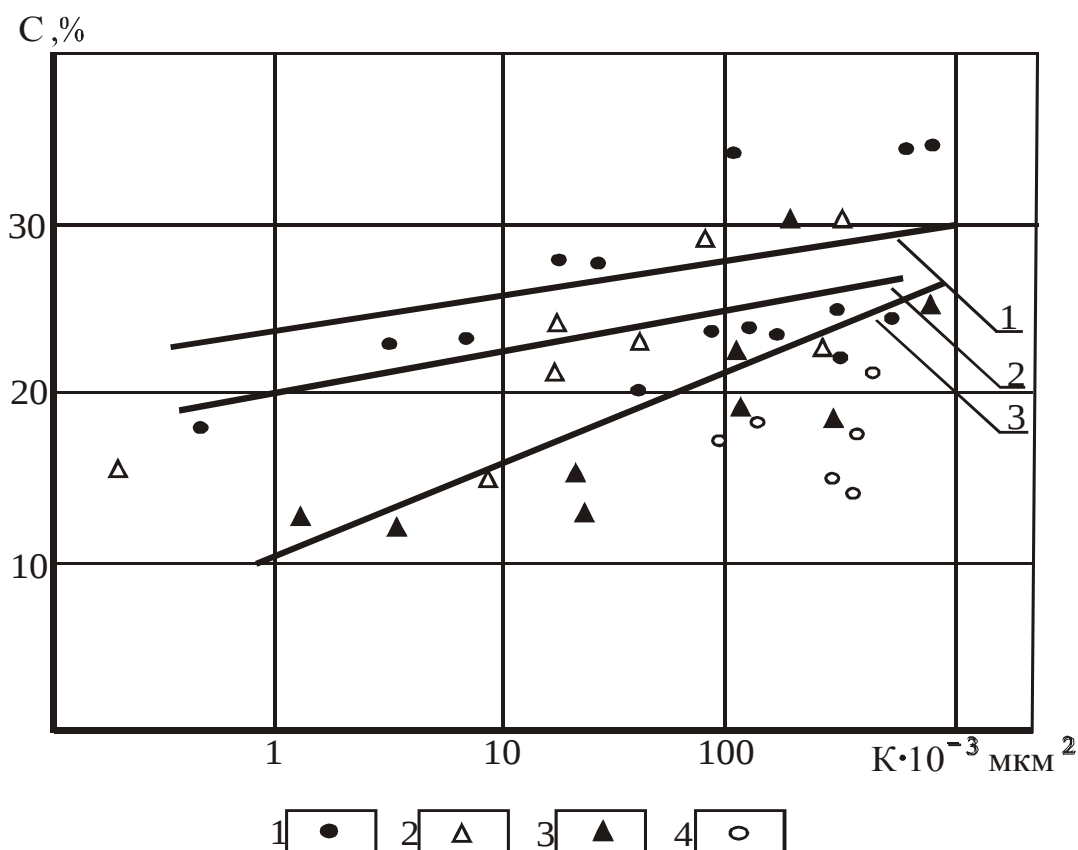


Рис. 1.7. Зависимость количества воды вытесненной из образцов фильтратом РНО (С) от абсолютной проницаемости (К)

при различной водонасыщенности:

1-100 %; 2 – 80 %; 3 – 60 %; 4 – 50 %.

$$1-C = 20,764 - 2,872 \lg K_{\text{ПР}}, r = 0,45$$

$$2-C = 14,68 + 4,39 \lg K_{\text{ПР}}, r = 0,83$$

$$3-C = 10,6 + 4,93 \lg K_{\text{ПР}}, r = 0,79$$

Наиболее значительные изменения насыщенности происходят в составе газовой фазы, большая часть которой удаляется из керна при его разбуривании и подъёме на поверхность. Выделение из образцов газа может способствовать вытеснению насыщающих их жидкостей. Такие явления широко используются в промышленной практике, когда с помощью растворённого в нефти газа ведётся добыча нефти, а данный режим работы залежи называется режимом растворённого газа. В практике экспериментальных работ с керном, имеющим естественную водонасыщенность, иногда высказывается мнение о вытеснении из него при разгазировании не только нефти, но и остаточной воды. Однако, работами Петерсилье В.И., Топоркова В.Г. и др., посвященных вопросам изменения насыщенности керна в процессе бурения и подъёма его на поверхность, экспериментально установлено, что потери остаточной воды в терригенных и карбонатных коллекторах, незначительны или совсем не наблюдаются.

Предлагаемые авторами методики исследований образцов имеют существенные отличия, как в области моделирования условий отбора керна, так и в применяемых для насыщения керна флюидах и газах.

Кроме этого, следует учесть, что изменение насыщенности керна в значительной степени зависит от сцементированности и литологического состава пород.

Наиболее интенсивно процессы перераспределения флюидов происходят в высокопроницаемых слабосцементированных коллекторах, какими в Западной Сибири являются песчано-алевролитовые породы сеномана.

Оценка влияния разгазирования на водонасыщенность пород проведена на слабосцементированных образцах песчаников и алевролитов сеноманского возраста Ямбургского месторождения. Размеры и масса образцов были выбраны такими, чтобы исключить влияние потери массы керна во время эксперимента.

Для изучения данного процесса использовалась установка, схема которой показана на рис. 1.8, основными частями которой являются: контейнер высокого давления 1, ёмкость для раствора 2, пресс 3, манометры 4, 5, вентили 6, 7, 8, 9, 10, 11, образцы керна 12, бачок 13.

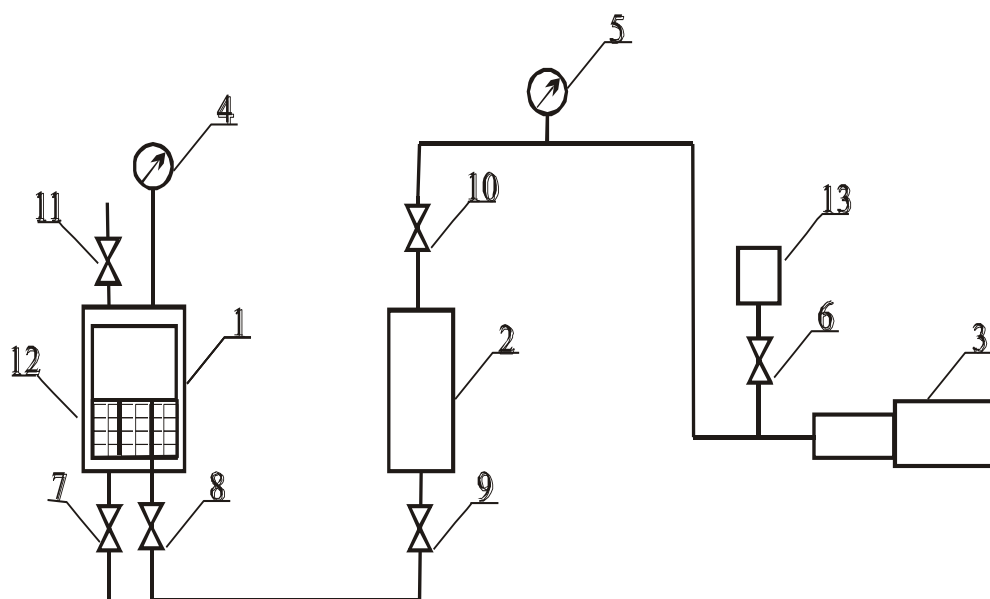


Рис. 1.8. Схема установки для изучения эффекта разгазирования керна:
1– контейнер высокого давления с образцами керна; 2– поршневой разделитель для РНО; 3– пресс; 4, 5– манометры; 6, 7, 8, 9, 10, 11– вентили; 12– образцы керна, 13– бачок

В опытах использовалась практически безводная проба РНО, который повсеместно применяется при отборе керна. Экспериментальная работа проводилась в следующей последовательности.

По данным исследования керна, отобранного в скважине, пробуренной на РНО, определялось содержание остаточной воды, которое затем методом капиллярного впитывания моделировалось в предварительно проэкстрагированных образцах. В целях проведения насыщения порового пространства образцов природным газом их погружали в контейнер 1, куда закачивался газ Ямбургского месторождения при давлении, равном пластовому, характерному для залежи сеномана -11,5 МПа. Закачка газа производилась в верхней части контейнера, а вытесняемый воздух выпускался через вентиль 9, чем обеспечивалась полнота заполнения камеры контейнера природным газом. При данном пластовом давлении образцы выдерживались в течение трех суток с целью до насыщения порового пространства газом.

Для обеспечения контакта керна с РНО последний перекачивался в ёмкости 2 и контейнер 1 при давлении 12,5 МПа, что соответствует давлению столба бурового раствора в скважине.

После установления контакта с образцами пород проводился эксперимент по разгазированию путём снижения давления в контейнере 1 через вентиль 7 от 11 МПа до атмосферного. Снижение давления осуществлялось ступенями по 1,5 МПа в час, что находится в полном соответствии со временем подъёма керна с глубины 1100 м на поверхность для скважин, бурящихся с применением РНО. В конце опыта методом дистилляции в аппаратах Закса определялось содержание остаточной воды в образцах пород (табл. 1.9).

Таблица 1.9

Результаты моделирования эффекта разгазирования керна

№ образца	Проницаемость, $K \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$	Пористость, %	Водонасыщенность, %	Примечание
1	1635,0	34,3	16,8	вода не вытеснена
2	1164,0	33,2	14,2	-“-
3	1828,7	34,6	15,5	-“-
4	1828,7	34,6	14,5	-“-
5	2199,9	34,4	14,0	-“-
6	1156,0	34,8	13,3	-“-
7	1156,0	35,6	13,1	-“-
8	1156,0	35,3	9,6	-“-

В результате экспериментальных исследований эффекта выделения из образцов керна свободного газа удалось установить, что остаточная водонасыщенность песчаников не изменяется, следовательно, процесс ка-

пиллярного перераспределения флюидов при выделении свободного газа существенного влияния не оказывает на количественное содержание остаточной воды.

Известно, что проникновение твёрдой и жидкой фаз глинистого раствора в нефтегазоносные пласты изменяет их насыщенность пластовыми жидкостями в зоне проникновения. Вместе с тем керн, отобранный в данных скважинах, оказывается многократно промытым фильтратом раствора, и начальную нефтенасыщенность его установить невозможно.

Исследованиями проникновения фильтратов глинистых растворов в образцы керна занимались Березин В.М., Глумов И.Ф., Орлов Л.И., Шутихин Б.И. и другие. В связи с полученными различными авторами результатами большая часть проведённых исследований касалась вопросов оценки размеров зон проникновения, степени внедрения фильтрата в образцы пород, а также определения остаточной нефтенасыщенности по промытым при заводнении зонам нефтяных пластов.

Петерсилье В.И., Белов Ю.А. и другие предложили способ установления факта проникновения фильтрата глинистого раствора в нефтегазоносный пласт. Факт проникновения фильтрата глинистого раствора в нефтегазоносные пласты устанавливается по данным определений водонасыщенности керна, отобранного в скважинах, одна из которых пробурена на нефтяной, а другая - на водной основе.

Способ основан на повсеместном вытеснении проникшей в керн воды в камере капилляриметра до уровня остаточной и последующего сопоставления масс образцов с естественной и остаточной водонасыщенностью для определения количества внедрившейся воды. Учитывая предложенный способ оценки проникновения фильтрата глинистого раствора в отбираемый керн, мы исследовали возможность использования для этих целей специальных глинистых растворов, которые отличаются малой водоотдачей и низкими скоростями фильтрации.

Исследования фильтрации пяти модификаций глинистых растворов, предлагаемых для вскрытия газоносных пластов сеномана, выполнены нами в лабораторных условиях на образцах песчаников Заполярного месторождения.

Эксперименты проводились на усовершенствованной стандартной установке УИПК-1М, способной моделировать пластовые условия. Перед началом эксперимента для каждого образца определялась газопроницаемость и методом центрифугирования моделировалась остаточная водонасыщенность. Под вакуумом песчаники насыщались углеводородной жидкостью – керосином.

В процессе опыта образцы помещались в кернодержатель, где в пластовых условиях определялась проницаемость по углеводородной жидкости. Затем в условиях статического режима фильтрации через образец про-

качивался глинистый раствор при перепаде давления в 1,5 МПа до полного затухания фильтрации. Выбор данного перепада давления обусловлен глубиной залегания продуктивных пластов и репрессий, возникающих при их вскрытии. Вся профильтрованная и вытесненная при этом жидкость собиралась в мерную бюретку.

По окончании эксперимента с целью выяснения внедрения глинистых частиц и фильтрата проводилась повторная фильтрация керосина, но уже с противоположной стороны образца. Во время обратной фильтрации определялась проницаемость по углеводородной жидкости и объём вытесненного при этом фильтрата.

После опыта на данных образцах методом дистилляции в аппарате Закса определялось содержание воды, в состав которой входит остаточная вода и фильтрат глинистого раствора. В качестве исследуемых жидкостей в экспериментах применялись пять различных модификаций глинистого раствора. Компонентный состав и параметры растворов приведены в табл. 1.10.

Раствор 1 представляет собой пробу раствора, отобранную с бурящейся скважины Уренгойского месторождения в интервале сеноманской залежи газа.

Остальные четыре раствора приготовлены из предварительно гидратированного ильского бентонита, содержание которого составляет 4 % - 6 %, и утяжелены баритов. С целью снижения водоотдачи все растворы обработаны КМЦ-600.

Растворы 2 и 3 в качестве дисперсной фазы, кроме бентонита, содержат низкосортный коротковолокнистый хризотиласбест К-6-30. Раствор 3, в отличие от раствора 2, минерализован хлоридом калия.

Растворы 4 и 5 с целью улучшения их смазочной способности обработаны добавками СМАД-1, ЛТМС и СМАД, представляющими собой смесь окисленного петролатума с дизельным топливом; ЛТМС – смазочная добавка на основе головной фракции таллового масла. СМАД-1 и ЛТМС являются ПАВ с ограниченной растворимостью в воде.

Все исследуемые растворы имели близкие значения водоотдачи 5,5 - 7,5 см³/30 мин и плотность 1240-1260 кг/м³. Во всех приведенных случаях воздействия раствора на керн наблюдается повсеместное снижение проницаемости при обратной фильтрации углеводородной жидкости. При этом эффект снижения проницаемости наиболее велик у высокопроницаемых пород и заметен для низкопроницаемых (рис. 1.9).

В результате выполненных исследований установлено, что глинистые растворы 4 и 5 вызывают незначительную кольматацию керна, а снижение проницаемости по углеводородной жидкости обусловлено главным образом проникновением водного фильтрата раствора.

Таблица 1.10

Состав и свойства исследуемых глинистых растворов

Ти п рас тво ра	Состав раствора	Параметры					
		Плот- ность, кг/м ³	Усло вная вяз- кость	Филь- трация, см ³ 30 мин	Толщи- на кор- ки, мм	рН	Пласт. вязкость, 10 ⁻³ Па·с
1	глинистый раствор из скв.9201 Уренгойско- го ГКМ (за- бой 1250 м)	1260	27	5,5	2,0	9,07	19,5
2	4 % глини- стый раствор +2 % асбеста К-6-30+0,3 % КМЦ-600+ барит	1240	30	7,5	1,0	9,55	11,5
3	6 % глини- стый раствор +3 % асбеста К-6-30+1,5 % КМЦ-600+5 % КСl+барит	1260	27	6,0	0,8	9,20	18,5
4	5 % глини- стый раствор +0,3 % КМЦ-600 + 1 % СМАД-1 + барит	1240	26	7,0	1,0	8,35	12,5
5	5 % глини- стый раствор +0,3 % КМЦ-600+ 1 % ЛТМС+ барит	1240	24	7,0	1,0	8,25	12,7

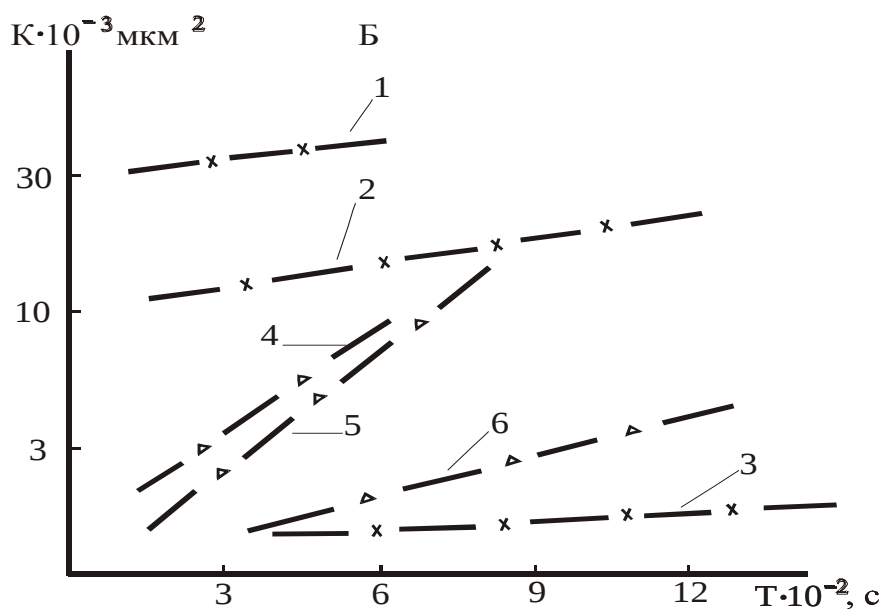
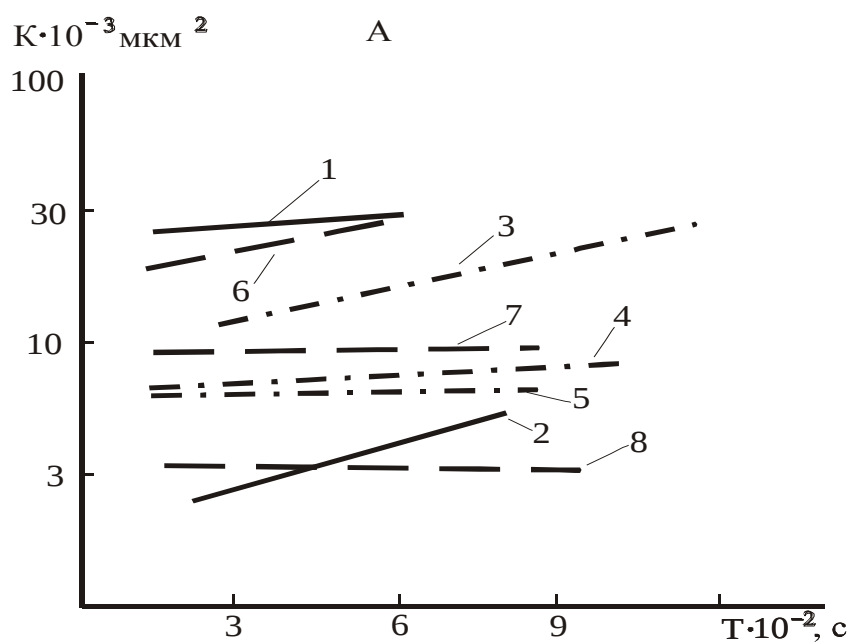


Рис. 1.9. График зависимости восстановления проницаемости по керосину от времени:

А - в растворе ПАВ отсутствуют линии 1, 2 - естественный глинистый раствор скв. 9201, тип глинистого раствора 3-5-2, 6-8-3;

Б - растворы, обработанные ПАВ, тип глинистого раствора 1-3-4, 4-5-6

Процесс проникновения фильтрата происходит на малую глубину, так как при обратной фильтрации он практически весь вытесняется углеводородной жидкостью, а содержание воды в коллекторах с проницаемостью от $10 \cdot 10^{-3}$ до $50 \cdot 10^{-3}$ мкм² сохраняется на уровне остаточной (табл. 1.11).

Таблица 1.11

Изменение фильтрационных характеристик пород
после прокачки глинистых растворов

№ образца	Тип раствора	Газопроницаемость, $K \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$		Коэффициент изменения проницаемости по керосину после фильтрации раствора, доли ед.	Объём фильтра раствора, сохраняющегося в керне после обратной фильтрации керосина, от объёма пор, %
		до опыта	после опыта		
1	1	131,5	131,5	0,51	10,9
2		64,2	51,7	0,73	24,5
3		51,3	43,2	0,55	24,9
4	2	28,6	24,2	0,74	10,1
5		27,3	21,1	0,66	1,6
6		150,0	132,4	0,51	0
7	3	45,6	27,5	0,65	6,9
8		22,6	25,4	0,74	11,5
9		266,0	261,0	0,83	1,4
10	4	38,4	35,9	0,94	0
11		10,1	6,5	0,50	0
12		52,8	47,4	0,69	0
13		11,8	9,8	0,80	0

На рис. 1.9 показано изменение во времени проницаемости при обратной фильтрации жидкости после воздействия на керн глинистого раствора.

У растворов 4 и 5, проницаемость по углеводородной жидкости, хотя и не восстанавливается до прежней, но положение зависимостей свидетельствует о неглубоком проникновении фильтрата раствора.

Влияние проникновения фильтрата у других типов растворов значительно возрастает, о чём свидетельствуют результаты замеров количества воды после обратной фильтрации жидкости, а также более пологая форма зависимостей $K_{np} = f(t)$ (см. рис. 1.9).

Вероятно, добавки асбеста и хлористого калия не могут предотвратить глубокого проникновения фильтратов у растворов 2 и 3, которые как 4 и 5 типы раствора имеют низкое содержание глинистой фазы.

Особое поведение растворов 4 и 5 объясняется благоприятным воздействием на образцы смазочных добавок, которые являются ПАВ и препятствуют взаимодействию фильтрата с породой.

Из анализа проведенных экспериментальных исследований следует, что наиболее приемлемы для отбора керна с целью определения его водонасыщенности растворы типов 4 и 5, имеющие в своем составе гидрофобные (ПАВ с низким содержанием глинистых частиц и малой водоотдачей. Непромытыми фильтрами данных типов растворов оказались образцы песчаников с проницаемостью от $10 \cdot 10^{-3}$ до $50 \cdot 10^{-3}$ мкм², а высокопроницаемые разности ($K_{np} = 280 \cdot 10^{-3}$ мкм²) сохраняют водный фильтрат даже после обратной фильтрации керосина.

Таким образом, к проблеме определения водонасыщенности керна, отобранного в скважинах, пробуренных на глинистых растворах, подход должен быть комплексный, то есть одновременно с лабораторным экспериментом по воздействию фильтратов глинистых растворов на водонасыщенность образцов керна с различной проницаемостью должны разрабатываться специальные глинистые растворы, имеющие низкую водоотдачу, а при вскрытии продуктивных горизонтов и отборе керна должны строго выдерживаться технологические условия бурения скважин.

2. ВСКРЫТИЕ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ КОЛЛЕКТОРОВ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

Развитие в продуктивных отложениях коллекторов четырех типов однороднотрещинных Т, порово-трещинных ПТ, трещинно-поровых ТП и поровых П предопределяет различие геолого-физических и эксплуатационных характеристик и требует дифференцированного подхода к оценке качества вскрытия, осмыслению полученных при испытании результатов.

Особую значимость решения данных вопросов приобретает в регионах, где разрез представлен чередованием тонких (толщиной 1 – 2 м) высоко- и низкопроницаемых прослоев. Наличие первых вследствие высокой проницаемости и репрессии характеризуется глубокой зоной проникновения бурового раствора, в связи с чем детальная интерпретация разреза по ГИС затруднена. На практике подобные интервалы оцениваются как поровые. Однако, согласно промысловым исследованиям, капиллярные каналы (поры блоков матрицы), образующие поровую емкость коллектора, характеризуются следующими параметрами: коэффициент трещинной пористости 0 - 0,2 %, раскрытость 0 - 15 мкм, проницаемость 0 - 0,03 мкм², продуктивность 0 - 15 м³/сут·МПа. Следовательно, объекты с более высокими геолого-промысловыми параметрами связаны с трещинными коллекторами.

Учет отмеченного факта позволяет уже в процессе бурения по данным испытателя пластов на трубах (ИПТ) дифференцировать разрез по фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС). Это возможно потому, что трещины Т, как установлено промысловыми исследованиями, при смыкании (депрессии > 5 МПа) соизмеримы с порами, то есть ведут себя как поры, и поэтому однороднотрещинный и поровый коллекторы характеризуются линейной зависимостью на индикаторных диаграммах и кривых восстановления давления и только различие в геологопромысловых параметрах позволяет осуществлять градацию [5].

Линейная зависимость КВД свидетельствует о качественном вскрытии перспективных отложений. Значительные дебиты и отрицательные величины скин-эффекта подтверждают наличие гидродинамической связи с трещинной емкостью. Отсутствие притоков при аналогичной тенденции КВД указывает на образование трещин в пристволенной части скважины в процессе бурения. Рассмотрим опыт вскрытия и освоения пластов в различных регионах.

В сложных геологических условиях Афгано-Таджикской депрессии совершенствование технологии вскрытия перспективных отложений проводится по линии предотвращения проникновения в пласт фильтрата, глинистых частиц и утяжелителя путем применения более качественных промывочных жидкостей, например, высокоинвертных эмульсионных растворов (ВИЭР). Применение последних обеспечило ввод в эксплуатацию ряда

скважин месторождений Бештентяк, Сульдусы, Ходжа-Сартис практически с потенциальной продуктивностью. Стабилизация ВИЭР гидрооксидом алюминия позволила без осложнений осуществить проводку скважин при температуре 110 - 140 °С на площадях Сев. Кичик-Уртабоз, Ханака и др.

Другим способом улучшения качества вскрытия перспективных пластов является обоснование параметров промывочной жидкости по результатам опробования скважин ИПТ. Информация, полученная о коллекторе в процессе бурения, когда пласт еще не испытал длительного воздействия промывочной жидкости и цементного раствора имеет первостепенное значение при оценке флюидонасыщения и гидродинамических характеристик. По данным Лисовского Н.Н. (1986), в скважинах, пробуренных на равновесии, работают практически все перфорируемые пропластки независимо от их литологического состава, а коэффициент работающей толщины составляет в среднем 96 % против 65 % при использовании традиционной технологии. По оценке специалистов СП “Ваньёганефть” увеличение работающей толщины пласта на 30 % приводит к увеличению нефтеотдачи на 12 - 15 %. Однако, объем опробований скважин ИПТ по стране невелик. В Западной Сибири, например, в среднем в год охвачено не более 18 % объектов.

Анализ испытаний с помощью ИПТ показал, что при качественном вскрытии коллекторов вызов притоков не зависит от соотношения $\Delta P_{\text{депр}} / \Delta P_{\text{репр}}$, которое считается оптимальным, если равно трем и более единицам. В обсаженных скважинах приточность объектов достигается непосредственно после перфорации путем замены промывочной жидкости на воду, иногда с дополнительной аэрацией (табл. 2.1).

В сложных горно-геологических условиях Средней Азии (Афгано-Таджикская и Ферганская впадины), где отмечается тектоническая нарушенность структур, разная степень их погруженности, наличие в разрезах зон с АВПД (коэффициент аномальности изменяется от 1,3 до 2,8) и пластовыми давлениями ниже гидростатического, не позволяют предусмотреть величины ожидаемых пластовых давлений и обеспечить качественное вскрытие продуктивных отложений. Репрессии часто превышают пластовые давления на 30 -50 % . В условиях месторождений Западной Сибири более половины объектов разбуривается с репрессией на 27 -30 % выше пластового давления.

Поскольку экспериментальными и промысловыми исследованиями установлено, что в низкопроницаемых коллекторах с проницаемостью от 0,001...до 0,03-0,05 мкм² терригенного и карбонатного состава, соответствующим поровым коллекторам, проникновение глинистого материала и утяжелителей не наблюдается, следовательно, кольятации подвержены трещины и особенно интенсивно в интервалах проницаемостью более 0,15 - 0,2 мкм², то есть, согласно классификации [5], в порово-трещинных ПТ и однороднотрещинных Т коллекторах. В зависимости от величины репрессии и продолжительности ее воздействия происходит снижение проницаемости трещинной среды в ПЗП.

Таблица 2.1

Результаты испытания качественно вскрытых трещинных коллекторов

№ скв.	Интервал перфорации, м	Возраст отложений	Репрессия, %	Тип перфоратора Количество отверстий	Мероприятия по вызову притока	Продукт	Диаметр штуцера, мм	Дебиты	
								нефть, м³/сут	газ, тыс. м³/сут
Месторождение Курганча									
2	1114 - 1140	алай	4	<u>ПК - 103</u> 520	Переход на воду, снижение уровня – 1120 м	нефть	7,0	70	
3	1070 - 1080	алай	3	<u>ПК - 103</u> 200	Переход на воду, снижение уровня – 1078 м	нефть	5,1	62	
Месторождение Бештентяк									
9	1651 - 1658	бухара	7,2	<u>ПКО - 73</u> 140	Переход на воду	газ	-		270
24	1995 - 2017	бухара	14	<u>ГПП</u> 42	При резке нефтепроявление	нефть	-	300	
Месторождение Ходжа-Сартис									
4	1293 - 1296	бухара	12	<u>ПР – 54</u> 60	Переход на воду	газ	22,5		191
7		бухара	13	Открытый ствол	Переход на воду	газ			120
Месторождение Шаамбары									
6	1265 - 1471	алай	11	<u>ПКС – 105</u> 240	Переход на воду, снижение уровня – 1250 м	нефть			
70	2832 - 2859	юра	12	<u>ПК - 103</u> 510	Переход на воду	газ	10		74

При непосредственном вскрытии на репрессии трещинного коллектора Т начальные участки КВД (рис. 2.1) имеют излом, свидетельствующий о менее активной области фильтрации в призабойной зоне (коллектор ПТ) и объект требует мероприятий по ликвидации некачественного вскры-

тия и его освоению. Отношение уклонов $\Delta y'/\Delta x' : \Delta y/\Delta x$ характеризует снижение проницаемости ПЗП.

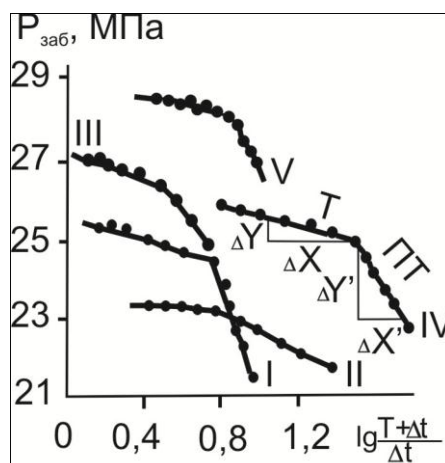


Рис. 2.1. Кривые восстановления давления, характеризующие трещинный тип коллектора со сниженной проницаемостью призабойной зоны:

I - скв. 6-С, интервал 2371—2413 м;

II - скв. 32-Б, интервал 2014—2030 м;

III - скв. 13-Б, интервал 1962—1982 м;

IV - скв. 2-С, интервал 2485—2517 м;

V - скв. 1-С, интервал 2367—2377 м.

Б, С - месторождения Бештентяк, Сульдузы

Анализ большого числа подобных КВД, показал, что искривление (рис. 2.2, $Q = 1,53 \text{ м}^3/\text{сут}$) может быть связано с эффектом «после притока», когда объекты характеризуются низкими коллекторскими свойствами. В этом случае дебиты скважин не превышают $10 \text{ м}^3/\text{сут}$ ($K < 15 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$, $k < 0,03 \text{ мкм}^2$), что свойственно поровой емкости коллектора.

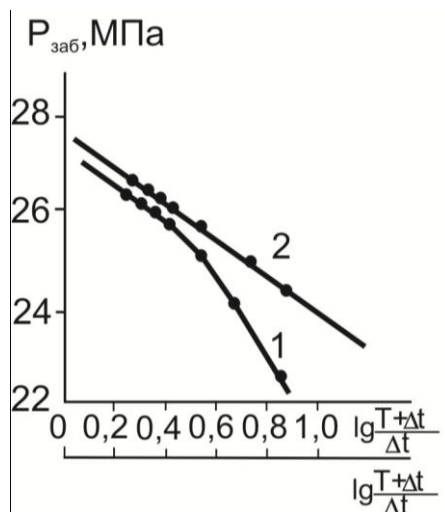


Рис. 2.2. Кривые восстановления давления по скв. 4 месторождения Сульдузы, интервал 2387-2446 м, характеризующие поровый тип коллектора:

1 – по методу Д.Р. Хорнера.

2 – по методу СевКавНИПИнефть с учетом эффекта “после притока”

Поскольку основные извлекаемые запасы содержатся в трещинной емкости, то важно по объектам со сниженной проницаемостью ПЗП (см. рис. 2.1) определить размер дефектной части пласта и наметить мероприятия по ее расформированию как в открытом стволе, так и в колонне.

Фильтрационное сопротивление в ПЗП за счет некачественного вскрытия может быть оценено по данным ИПТ показателем скин-эффекта

$$S = (k/k' - 1) * (\ln R_d / r_c), \quad (2.1)$$

где k и k' – проницаемость пород пласта и призабойной зоны, мкм^2 ; R_d – радиус дефектной зоны, м; r_c – радиус скважины, м.

Отношение потенциального коэффициента к фактическому дает значение коэффициента призабойного дефекта Π_d :

$$\Pi_d = ((P_{пл} - P_{кп}) * \ln(T + \Delta t / \Delta t)) / ((P_{пл} - P_{в(t)}) * (2 \ln R_k / r_c)), \quad (2.2)$$

где $P_{пл}$ - пластовое давление, определяемое по КВД, МПа; $P_{кп}$ - давление для конечной точки притока, МПа; T - время притока, с; Δt - время восстановления давления, с; $P_{в(t)}$ - давление в точке на прямой, построенной по конечным точкам КВД, МПа; R_k - радиус контура питания, м; r_c - радиус скважины, м.

Связь между коэффициентом призабойного дефекта и показателем скин-эффекта выражается формулой Хоукинса:

$$S = (\Pi_d - 1) * (\ln R_k / r_c) \quad (2.3)$$

Из формулы (2.3) определим радиус дефектной зоны:

$$R_d = r_c * e^{(S/k/k'-1)} \quad (2.4)$$

По формуле, предложенной Корягиным Ю.Г.[23], можно рассчитать дополнительную депрессию, которую необходимо создать в конце притока на призабойную зону, отличающуюся по параметрам от пласта:

$$\Delta P_s = ((P_{пл} - P_{кп}) * S) / (\ln R_k / r_c + S), \quad (2.5)$$

где ΔP_s - дополнительная депрессия, МПа.

Исходя из значений фактической и дополнительной депрессий, определяем величину, необходимую (табл. 2.2) для ликвидации последствий некачественного вскрытия объектов.

Таблица 2.2

Обоснование необходимых депрессий при вызове притоков трещинных коллекторов со сниженной проницаемостью ПЗП

Скв.	Интервал испытания, м	Флюид	Дебит, м ³ /сут	$\frac{\Delta P_{\text{деп}}}{\Delta P_{\text{реп}}}$	R _д , м	Депрессия, МПа		
						факти- ческая	допол- нитель- ная	необхо- димая
Месторождение Сульдузы								
1	2305-2344	конде- нсат	270	2,3	1,1	10,2	8,2	18,4
1	2338-2351	нефть	24	2,9	0,5	16,4	2,6	19,0
1	2349-2364	нефть	61	2,7	0,7	10,8	5,8	16,6
1	2367-2377	нефть	51	2,4	0,7	11,8	4,4	16,2
2	2485-2517	вода	81	1,1	1,8	7,0	12,2	19,2
4	2296-2348	вода	53	2,1	0,6	11,3	5,7	17,0
6	2352-2375	кон- денсат	1613	2,4	0,8	12,6	6,3	18,9
6	2371-2413	нефть	72	2,3	0,5	13,3	4,0	17,3
Месторождение Бештентяк								
8	2125-2194	вода	37	1,5	1,2	11,0	5,9	16,9
13	1962-1982	нефть	72	2,6	1,9	12,0	7,0	19,0

Анализ табл. 2.2 показывает, что испытания проводились при малом соотношении $\Delta P_{\text{депр}}/\Delta P_{\text{репр}}$ от 0,8 до 2,9. Для вызова притоков со сниженной проницаемостью ПЗП необходимо создавать в открытом стволе с помощью ИПТ депрессии 17-19 МПа, что составляет от 56 до 70 % от первоначального пластового давления. Аналогичное заключение (60 - 80 % $P_{\text{пл}}$) сделано рядом исследователей на основе анализа испытания объектов со сложнопостроенными коллекторами Волго-Уральской, Западно-Сибирской, Мангышлакской нефтегазоносных областей. В этой связи значительное число бесприточных объектов до 45 % на месторождениях Западной Сибири можно объяснить недостаточной величиной депрессии, в редких случаях она превышает 11 - 13 МПа ($\leq 0,4 P_{\text{пл}}$), а также значительным промежутком времени между вскрытием и испытанием перспективных отложений.

Из всех способов вторичного вскрытия перфорацией, наиболее распространенными продолжают оставаться взрывные: перфораторы ПКС-80, ПР-43 плотностью 6 - 12 отв./п.м. Успешность операции составляет от 49 до 55 %, что обусловлено их недостаточной разрешающей способностью, неучетом ФЕС коллекторов и некачественным вскрытием, а также низкой, от 32 до 39 %, эффективностью использования производительного времени бригадами по испытанию скважин, что увеличивает период отрицательного воздействия промывочной жидкости (ПЖ) на коллектор. Применение взрывных методов для повторных операций часто приводит к необратимым процессам вследствие переуплотнения пород ПЗП, закупорки перфорационных каналов остатками зарядов и т.д. В этих случаях притоки характеризуются снижением дебитов или вовсе отсутствуют.

Изложенное позволяет констатировать, что существующая практика по вскрытию и испытанию продуктивных отложений несовершенна и не учитывает ФЕС коллекторов. Значительные противодействия в процессе бурения и преимущественная связь с трещинной емкостью, содержащей основные извлекаемые запасы, требуют широкого внедрения гидropескоструйной перфорации (ГПП), гидроразрыва пласта (ГРП) и вибрационных методов воздействия. Между тем ГПП, ГРП чаще всего применяют в качестве повторных операций. Однако, их эффективность и в этих случаях достаточно высока (54,3 %), а 21 % из проведенных операций повлияли на прирост извлекаемых запасов.

Для восстановления проницаемости ПЗП часто используют методы физико-химического воздействия. В частности, в Западной Сибири 84 % общего объема работ по воздействию приходятся на соляно-кислотные обработки (СКО). Средняя успешность их проведения составляет 64 %. Низкая эффективность СКО, а также обработок глинистой кислотой (ГКО) объясняется сильным разбавлением в коллекторах с высокой степенью водонасыщения и повышенным значением насыщенности остаточным фильтратом промывочной жидкости в прискважинной зоне.

Успешность восстановления ФЕС растворителями и ПАВ является более низкой по сравнению с СКО - соответственно 61 и 35 %. Растворители и ПАВ позволяют уменьшить капиллярную блокировку фазовой проницаемости заземленными флюидами и поражение пласта углеводородной кольматацией. Однако в промысловых условиях углеводородная кольматация осложняется выпадением солей и самоотключением отдельных пропластков.

В трещинных коллекторах со сниженной проницаемостью ПЗП наиболее эффективны большеобъемные СКО (табл. 2.3).

Таблица 2.3

Результаты вызова и интенсификации притоков в трещинных коллекторах со сниженной проницаемостью ПЗП месторождения Сульдузы

№ скв	Интервал перфорации, м	Пористость, %	Репрессия, %	Мероприятия по вызову притока	Результаты испытания		
					продукт	диаметр штуцера, мм	дебит, м ³ /сут
1	2368-2376	9,5-13	12	ПКО-73, ГПП, СКО-11 м ³ , КИИ-95, снижение уровня – 1150 м	Приток не получен		
1	2355-2380	11-13	12	ПКО-73, СКО-16 м ³ , снижение уровня – 1500 м	конденсат, газ	12	288 19000
6	2437-2441	12-17	24	ПКО-73, СКО-7 м ³ , КИИ-95, снижение уровня – 1400 м	Приток не получен		
6	2373-2387	11-14	24	ПКО-73, СКО-26,5 м ³	конденсат, газ	32	57 250000
7	2176-2268	8,5-12	15	В открытом стволе СКО-17 м ³ , снижение уровня – 1470 м	конденсат, газ	73	200 30000

Возбуждение притоков на объектах со сниженной проницаемостью ПЗП, как показывает опыт, целесообразно производить методом переменных давлений (МПД): накопление энергии в системе пласт - скважина с помощью компрессора УКП -80, а затем резкое сбрасывание её на выкид обеспечило положительный эффект. Широкое применение этого метода в стране позволяет снижать забойное давление до 0,6 - 1,4 МПа и получать уверенные притоки из интервалов со значительно сниженными проницаемостями. Высокоэффективно применение пластоиспытателей без опоры на забой: депрессии, обеспечивающие приток, достигают 27 МПа.

Заслуживает внимания использование струйных насосов УОС-1. Возможность быстрой смены депрессий позволяет производить очистку трещин и достигать эффективности по концерну “Тюменьгеология” - 58,7 %, что обеспечило по 32 объектам прирост извлекаемых запасов. Последние, вследствие неучета ФЕС, часто пересматриваются. На некоторых объектах до проведения операции притока отсутствовали [6, 7].

Опыт создания одиночного импульса депрессий на пласт при освоении скважин месторождений АО “Юганскнефтегаз” показал, что после первой обработки дебит скважин возрастает от 1,3 до 3,0 раз. Длительность эффекта после применения УОС-1 превышает 250 - 350 сут. Первоначально прирост притока из пласта возрастает пропорционально числу проведенных циклов, а по мере очистки приток стабилизируется. На рис. 2.3, а представлены изменения забойного давления и продуктивности скважины в зависимости от давления рабочей жидкости $P_{ж}$, прокачиваемой через струйный насос.

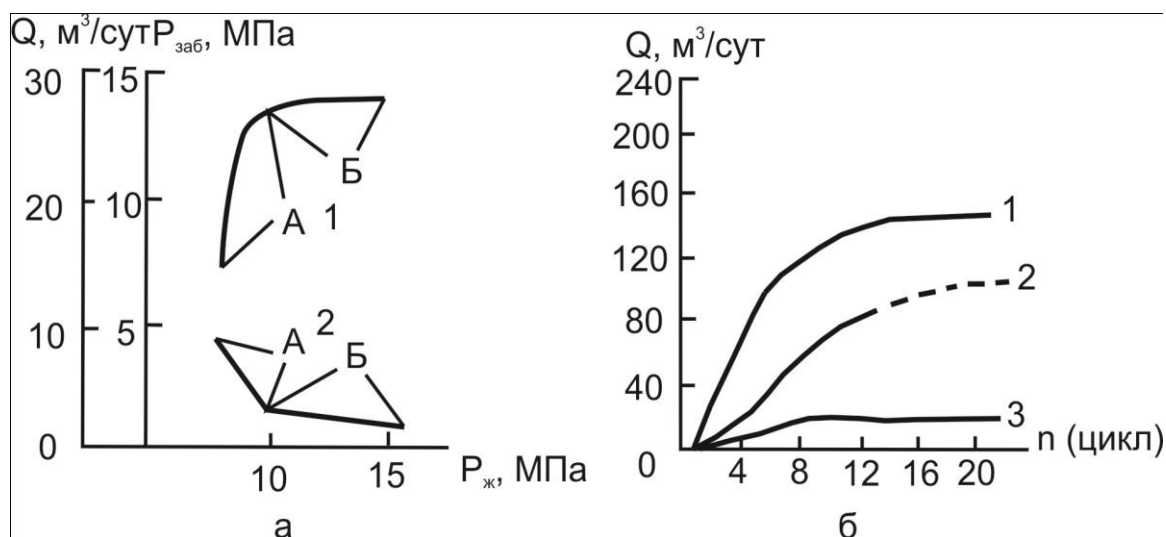


Рис. 2.3. Опыт освоения скважин с помощью струйных насосов УОС-1 на месторождениях Западно-Сибирской НГП (по Ивановой М.М., 1988):

а - изменение забойного давления $P_з$ (1) и продуктивности Q (2) от давления рабочей жидкости по скважине 1471 — Смотлор; б - изменение продуктивности скважин Q в зависимости от числа циклических депрессий по скважинам: 1 - 1211, 3 – 7541 Суторминского и 2 - 2038 Муравленковского месторождений

Обе зависимости имеют две области: А - соответствует неустановившемуся притоку из скважины на стадии очистки ПЗП, Б- установившемуся притоку при почти постоянной депрессии на пласт. Вероятно, что эти зависимости могут служить признаком очистки ПЗП и установлении гидродинамической связи с удаленной зоной пласта. Проведенные промысловые и геофизические исследования до и после воздействия позволили установить, что многократные депрессии - репрессии на ПЗП увеличивают

в 3 - 4 раза фильтрационные свойства пласта с одновременным увеличением работающей толщины пласта, например, по скв. 1471 в 3,6 раза.

Таким образом, критерием очистки ПЗП служит наличие перегиба на кривой изменения производительности скважины с помощью циклов депрессии - репрессии.

Аналогичные работы по установлению гидродинамической связи ПЗП с неподверженной кольматации трещинной емкостью Т осуществлены на месторождениях АО "Ноябрьскнефтегаз" (рис. 2.3, б). Средняя продолжительность цикла составляла: 8 ... 12 мин. — депрессия и 5 - 6 мин. — репрессия. В скв. 1211 (1) очистка ПЗП произошла после 17 циклов и получено двукратное увеличение дебита. По скв. 2038 (2) стабилизация притока не достигнута по техническим причинам. В скв. 7541 (3) после 10 циклов приток стабилизировался и составил 14 - 16 т/сут.

Значительные репрессии и длительное воздействие промывочной жидкости снижают проницаемость трещин как в ПЗП, так и в удаленной от скважины зоне пласта (рис. 2.4), то есть УЗП.

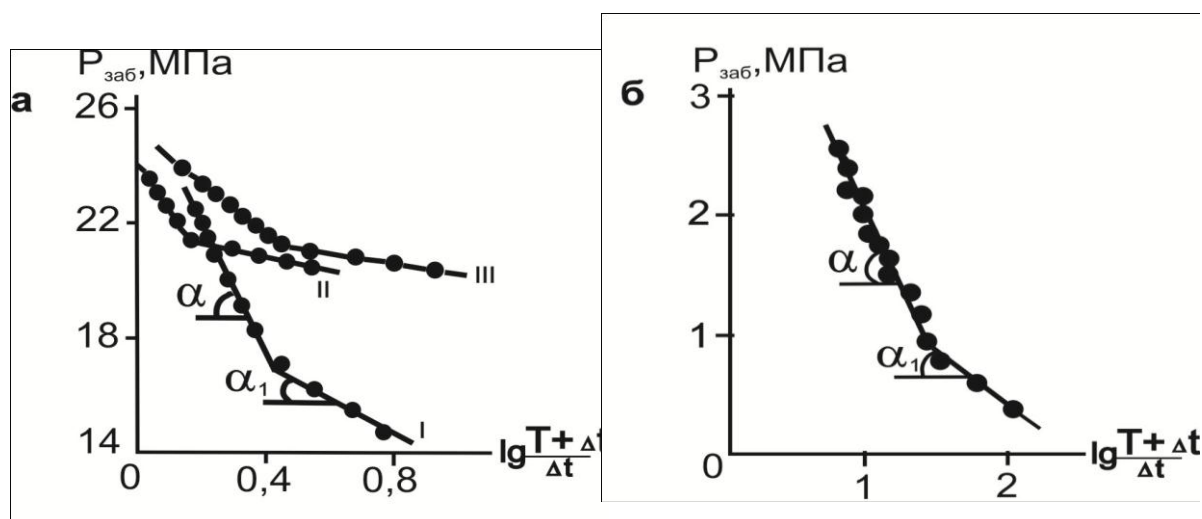


Рис. 2.4. КВД, характеризующие трещинный коллектор со сниженной проницаемостью удаленной зоны пласта:

а – в карбонатных коллекторах Афгано-Таджикской депрессии: I - скв. 5-С, интервал 2332-2468 м, II – скв. 8-Б, интервал 2191-2221 м, III - скв. 1-С, интервал 2445-2467 м, месторождения: Б – Бештентяк, С – Сульдузы; б – по скв. 16 – Айритан (Ферганская впадина, V пласт, коллектор терригенный), интервал 1347-1354 м

Так, например, скважину 5 на месторождении Сульдузы в интервале 2432 - 2469 м бурили с репрессией на 32 %, превышающей пластовое давление, а при вскрытии интервала 2014 - 2030 м (скважина 32 месторождение Бештентяк) репрессия на пласт составляла 50 %. Вызов притока из трещинных коллекторов со сниженной проницаемостью удаленной зоны пласта сопровождается падением пластового давления от цикла к циклу и при низких значениях $\Delta P_{депр}/\Delta P_{репр}$ из этих пластов получен незначительный приток флюида или фильтрата бурового раствора (табл. 2.4).

Таблица 2.4

Результаты испытания скважин со сниженной проницаемостью
удаленной зоны пласта

Скв.	Интервал испытания, м	Флюид	Дебит, м ³ /сут	$\Delta P_{\text{репр}}$, МПа	$\Delta P_{\text{депр}}$, МПа	$\Delta P_{\text{репр}}/\Delta P_{\text{депр}}$
Месторождение Бештентяк						
8	2194-2221	вода	4	3,4	10,8	0,30
32	2014-2030	вода	1	8,1	12,2	0,60
Месторождение Сульдузы						
1	2445-2467	фильтрат	0,3	15,4	6,8	2,20
5	2432-2469	фильтрат	0,7	9,2	7,8	1,10
9	2317-2362	фильтрат	2,4	6,0	8,0	0,75
Месторождение Ходжа-Сартис						
3	1300-1319	Приток не получен		7,7	6,5	1,2
11	1383-1413	Приток не получен		10,0	7,5	1,3
Площадь Саябек						
1	2824-2971	фильтрат	0,6	9,6	12,0	0,80
Площадь Северный Пушион						
14	1235-1285	фильтрат	-	5,7	3,8	1,7
Площадь Узунахор						
1	2075-2155	фильтрат	0,9	6,7	13,4	0,5
Площадь Дегтюв						
3	1975-2060	пл.вода	3,8	12,7	5,1	2,5
Площадь Ханак						
6	4000-4058	фильтрат	-	13,4	10,2	1,3
Площадь Рохаты						
2	3424-3472	Приток не получен		4,8	7,2	0,6
	3405-3420	Приток не получен		12	8,1	1,4
	2900-2914	фильтрат	0,01	10	4,8	2,4
Площадь Танапчи						
6	1990-2053	Пробы ГВС	-	-	3,1	-
Площадь Айни						
2	4304-4353	Приток не получен		10	7,5	1,4

Невысокие дебиты объясняются незначительным временем притока (оно редко превышает 90 мин, см. табл. 2.4). В результате этого ни поры из-за низкой проницаемости, ни удаленная зона пласта вследствие кольтматации не успевают восполнить раскольтматированную емкость трещин ПЗП, поэтому $\alpha_1 < \alpha$, то есть $k_{пзп} > k_{узп}$ или $k_1 > k$. Практика работ в Средней Азии, Белоруссии, Поволжье и других регионах показывает [5], что длительное время запаздывания притока вместе со значительной кольтматацией являются главной причиной пропуска продуктивных пластов. Решающим фактором в сокращении числа «сухих» объектов может быть увеличение продолжительности воздействия депрессии на пласт, то есть длительное до нескольких суток, стояние на притоке. Согласно исследованиям Медведского Р.И., время запаздывания подтока из пор в трещины составляет 152 мин. Это подтверждается возрастанием эффективности метода при увеличении продолжительности испытания до 2 - 3 ч с выполнением нескольких циклов притока и восстановления давления. Внесение указанных корректив и переход на более масштабные исследования ИПТ позволит повысить их информированность и снизить объем непроизводительных затрат в обсаженных скважинах.

При снижении проницаемости УЗП промышленные притоки в колонне практически отсутствуют. В связи с изложенным показателем опыта освоения скв. 2 месторождения Маданият. В процессе бурения при плотности промывочной жидкости 1430 кг/м^3 в пласте II ($K_{п} = 11,3 \%$) сумарских отложений отмечалось нефтепроявление. Создание противоавдавления на 34 % превышающего пластовое, и воздействие в течение месяца утяжеленной до 1930 кг/м^3 промывочной жидкости привело к снижению проницаемости УЗП. Несмотря на проведение комплекса мероприятий (перфорации ПКОТ-73, ГПП, СКО – 15 % - ной НСИ, торпедирование ТШТ-35, ПГД-БК -100), из всех перспективных интервалов (V, IV, II^а, II - пласты палеогена) получены незначительные притоки безводной нефти, дебит которых составил 1,2 - 1,9 м³/сут. Аналогичная ситуация отмечена при освоении скв. 5, 6.

В то же время на скв. 1 при вскрытии пласта II промывочной жидкостью 1420 кг/м^3 нефтепроявление не ликвидировалось. После непосредственного пуска в эксплуатацию дебит по этой скважине через 3 мм штуцер составил 78 м³/сут. Исходя из того, что скв. 1 и 2 находятся на одном крыле структуры на расстоянии 1000 м получение незначительных притоков на скв. 2 месторождения Маданият можно объяснить некачественным вскрытием и снижением проницаемости УЗП [5].

Объекты с трещинными коллекторами как в карбонатных, так и в терригенных отложениях часто характеризуются двухслойными КВД, на которых можно выделить (рис. 2.5) три неоднородных по ФЕС зоны: Т₁, ПТ, Т. По данным ИПТ (табл. 2.5) интервалам испытаний свойственны значительные дебиты.

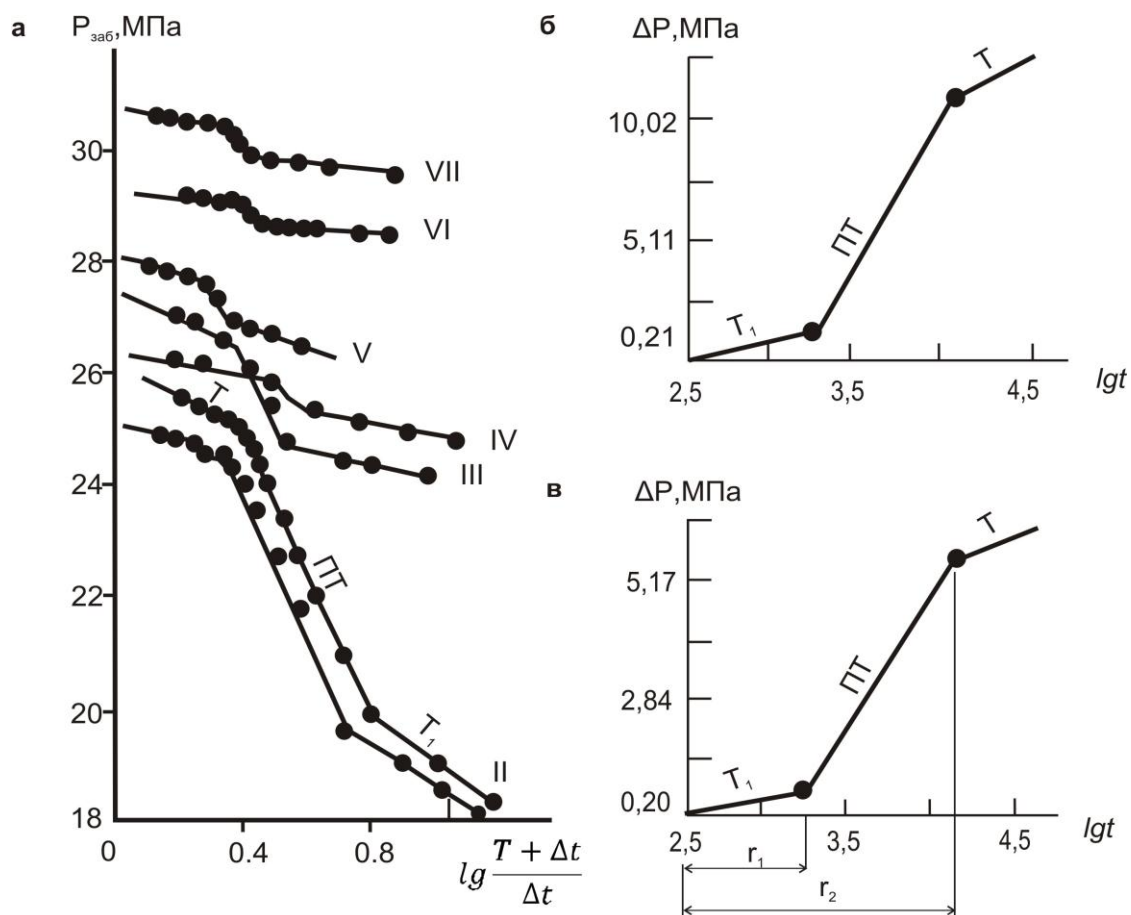


Рис. 2.5. Двухслойные КВД, характеризующие трещинный коллектор с тройной проницаемостью:

а – в карбонатных коллекторах Афгано-Таджикской депрессии: I - скв. 16-Б, интервал 1815-1841 м; II - скв. 43-Б, интервал 1632-1737 м; III - скв. 13-Б, интервал 1927-1962 м; IV - скв. 10-С, интервал 2189-2201 м; V - скв. 23-Б, интервал 1967-1975 м; VI - скв. 31-Б, интервал 2202-2227 м; VII - скв. 15-Б, интервал 2257-2350 м. Б,С - месторождения Бештентяк, Сульдузы; б, в – в терригенных коллекторах Западно-Сибирской НГП: по скв. 601 (б) и скв. 1756 (в) Вынгапуровского месторождения (по С.Г. Сафину, 1993)

Как показывает анализ табл. 2.5, в процессе испытания скв. 32 Бештентяк при соотношении $\Delta P_{\text{депр}}/\Delta P_{\text{репр}} = 0,3$ получен приток нефти дебитом $519 \text{ м}^3/\text{сут}$. При низких значениях этого параметра значительные дебиты отмечены на площади Узунахор (скв. 1), месторождении Ходжа-Сартис (скв. 1).

В то же время, на месторождении Бештентяк большие дебиты (скв. 8, 13, 16, 43) достигнуты при высоких значениях показателя $\Delta P_{\text{депр}}/\Delta P_{\text{репр}}$. Это дает основание полагать, что величина дебитов при вызове притоков ИПТ из трещинных коллекторов, характеризующихся двухслойными КВД, не зависит от соотношения $\Delta P_{\text{депр}}/\Delta P_{\text{репр}} \geq 3$.

Таблица 2.5

Результаты испытания трещинных коллекторов,
характеризующихся двухслойными КВД

Скв.	Интервал испытания, м	Флюид	Дебит, м ³ /сут	$\Delta P_{\text{репр}}$, МПа	$\Delta P_{\text{депр}}$, МПа	$\frac{\Delta P_{\text{репр}}}{\Delta P_{\text{депр}}}$
Месторождение Бештентяк						
8	2224-2273	вода	245	16,3	2,8	5,8
13	1927-1962	нефть	240	14,0	1,0	14
15	2257-2350	вода	245	18,2	7,3	2,5
16	1889-1924	нефть	118	12,7	2,8	4,5
23	1967-1975	нефть	148	10,9	4,0	2,7
31	2202-2274	вода	73	8,3	9,6	0,8
32	1922-1935	нефть	519	2,2	6,8	0,3
43	1632-1737	вода	845	19,0	0,2	95
Месторождение Сульдузы						
10	2189-2201	нефть	253	9,4	3,5	2,7
Площадь Узунахор						
1	2690-2799	вода	412	3,0	5,9	0,5
Площадь Северный Пушион						
13	656-675	вода	415	2,5	1,2	2,0
19	1104-1150	вода	1145	14,0	5,3	3,4
Месторождение Ходжа-Сартис						
1	1671-1635	вода	284	1,5	2,5	0,6
2	1525-1569	вода	400	7,2	2,1	3,4
3	1378-1405	газ	136000	15,0	4,2	3,5
4	1283-1306	газ	792000	1,7	1,5	1,1

По всей вероятности, данный факт можно объяснить связью основной трещинной емкости Т с трещинами призабойной зоны Т₁ посредством промежуточного коллектора ПТ, на проницаемость которого промывочная жидкость не оказывает существенного влияния. При дренировании подобных объектов ИПТ депрессия оказывает воздействие преимущественно на призабойную зону Т₁, вследствие чего происходит ее раскольматирование и установление гидродинамической связи со всей пластовой системой. Как показал в дальнейшем анализ эксплуатации скв. 3 и других скважин месторождения Бештентяк, значительная (14 МПа), но кратковременная депрессия не приводит к смыканию трещин. Исходя из того, что при депрессии менее 10 МПа происходит блокирование разреза проницаемого пласта фильтрационной коркой, вызов притоков достигается при депрессии 10 - 12 МПа [5].

В обсаженных скважинах (табл. 2.6) из всех видов установления гидродинамической связи с коллектором, характеризующимся двухслойными КВД, наиболее эффективна ГПП.

Таблица 2.6

**Результаты испытания трещинных коллекторов, характеризующихся
двухслойными КВД от репрессии в обсаженных скважинах**

скв.	Интервал перфорации, м	Пористость, %	Репрессия, %	Мероприятия по вызову и интенсификации притока	Результаты испытания		
					Продукт	Диаметр штуцера, мм	Дебит, м³/сут
Месторождение Бештентяк							
3	1924-1934	3-8,5	45	ПК-103, ПНК-89, ГПП, ГКР, СКО- 8 м³, снижение уровня – 1200 м	нефть газ	8	216 22600
6	1954-1984	2-7	32	ПКО-73, СКО-2,2 м³, снижение уровня – 860 м	нефть газ	6,6	35 11000
13	1936-1961	3,5	7	ПКО-89, смена гл. раствора на воду, СКО-2,7м³	нефть газ	7,0	86 12000
33	2037-2045	3-5	28	ГПП, при резке нефтепроявление	нефть	8,0	100
34	2055-2061	3-6	20	ГПП, при резке нефтепроявление	нефть		20
36	2080-2090	3-7	22	ГПП, СКО-2м³, снижение уровня – 1300 м	нефть	5,0	71
44	2094-2107	3-9	30	ГПП, при резке нефтепроявление	нефть	-	70
Месторождение Ходжа-Сартис							
3	1340-1344	3-6	14	ПКС-80, переход на воду, снижение уровня – 1000 м	Газ Конденсат	13	250000 7,2
4	1325-1329	5	15	ПНКТ-89, переход на воду	Газ	9	40000
8	1460,5-1460	5	9	КПРУ 65, переход на воду, снижение уровня – 1100 м	Газ Конденсат	11	191000 2,4
6	1534-1537	4-6	15	КПРУ 65, переход на воду, снижение уровня – 800 м	Газ	55	27000

Широкое применение данного метода позволило сделать вывод, что на эффективность вторичного вскрытия в этих случаях репрессии не играют существенной роли. Так, например, в скв. 44 месторождения Бештентяк при бурении репрессия достигала 30 %, а нефтепроявление отмечалось при перфорации последних метров. Подобные факты имели место при освоении на этом месторождении скв. 33, 34, хотя при их проводке репрессии составляли 20 - 28 % (табл. 2.6). Это обстоятельство также может служить подтверждением, что кольтатации подвержены только трещины ПЗП (коллектор T_1), а в зону с ухудшением ФЕС (коллектор ПТ) глинистый раствор не проникает. Вследствие этого при производстве ГПП, обладающей значительной разрешающей способностью, устанавливается гидродинамическая связь с неизмененными зонами пласта (коллекторами ПТ и Т) и за счет пластовой энергии происходит постепенная очистка ПЗП и возрастание дебитов. Таким образом, интервалы испытаний трещинных коллекторов характеризуются двухслойными КВД, значительными дебитами и отрицательными значениями скин-эффекта.

Аналогичные выводы сделаны Сафиным С.Г. на основании анализа исследований объектов на месторождениях АО "Ноябрьскнефтегаз". Вследствие незначительных фильтрационных сопротивлений гидропроводность первой зоны (по дифференциации автора коллектор T_1) намного выше, чем остальных, это в полной мере относится и к геологопромысловым параметрам. Так, в скв. 601 (рис. 2.5, 6) гидродинамические параметры второй промежуточной зоны (коллектор ПТ) по сравнению с аналогичными параметрами первой (коллектор T_1) и третьей (коллектор Т) меньше в 8,4 и 3,9 раза, а глубина распространения первой зоны составляет 5,72 м, а промежуточной - 16,63 м. Исходя из этого, чтобы увеличить продуктивность скважины необходимо улучшить гидродинамические параметры промежуточной зоны, вторая является как бы барьером на пути движения нефти из третьей зоны через вторую и первую к забою. Следовательно, при обработке ПЗП надо учитывать глубину расположения зон по неоднородности и их объемы, то есть к каждой скважине подходить индивидуально. Сопоставление гидродинамических параметров, определенных методом КВД, до и после проведения технологических операций позволяет оценить эффективность обработок ПЗП химреагентами и выбрать оптимальную технологию.

Поскольку извлекаемые запасы содержатся и в поровой среде, то для повышения эффективности испытаний низкопроницаемых поровых коллекторов в открытом стволе необходимо широкое, внедрение многоцикловых ИПТ с созданием глубоких депрессий и увеличением продолжительности периода притока. Эту же тенденцию следует сохранять в обсаженных скважинах. Причем, как показывает опыт применения циклического воздействия с помощью струйных аппаратов УОС-1 по мере ухудшения коллекторских свойств величину депрессии и количество циклов необходимо увеличивать. Эффективность метода отражена в табл. 2.7, а успешность операций составляет 60 - 70 % [8].

Таблица 2.7

Результаты воздействия методом переменных давлений с помощью УОС-1 на площадях Ханты-Мансийскнефтегазгеология

Скв.	Площадь	Горизонт	Интервал перфорации, м	Дебит, м ³ /сут	
				до МПД	после МПД
80	Каменная	ВК ₁	1481-1494	5,4	6,4
81	Каменная	ВК ₁	1495-1500	3,3	5,5
93	Каменная	ВК ₁	1474-1491	0,3	0,6
117	Каменная	ВК ₁	1489-1494	-	7,2
137	Каменная	ВК ₁	1469-1471	0,125	5,8
146	Восточно-Эргинская	АС ₁₂	2634-2668	-	5,34
190	Приобская	АС ₇	2315-2344	-	1,5
219	Приобская	АС ₁₋₄	2681-2681	-	5,28

С целью увеличения объемов дренирования низкопроницаемых поровых коллекторов целесообразно широкое внедрение ГПП и ГРП. Результаты исследований показывают, что после ГРП коэффициент продуктивности увеличивается от 2 до 10 раз и более. Применение этого метода позволяет вводить в разработку до недавнего времени, относимые к забалансовым, запасы нефти ачимовской толщи, поскольку дебиты увеличиваются с 1... 2 до 10... 20 т/сут [7].

На основе изложенного можно заключить, что отсутствие или слабый приток флюида не должны являться критерием для прекращения нефтегазопромысловых работ. Для объективной оценки перспективности отдельных структур необходимо, с учетом фильтрационно-емкостной и гидродинамической модели залежей, комплексный анализ всей геологопромысловой информации. В качестве примера рассмотрим материалы нефтегазопромысловых работ на площади Рохаты (Афгано-Таджикская депрессия). В процессе бурения скв. 2, 3, 4 выявлена ИПТ газоносность юрских отложений. Вскрытая до палеозоя мощность карбонатных пород во всех скважинах (рис. 2.6 а, б, в) примерно одинакова и составляет около 260 м. По ГИС верхняя часть разреза (120-160 м) характеризуется пористостью 2,2 - 6,6 %, а нижняя от 5 - 7 % до 30 - 40 %. При бурении толщи юры наблюдалось интенсивное разгазирование промывочной жидкости. По газовому каротажу (рис. 2.6, а, б, в) аномальность суммарных газопоказаний ($\Gamma_{\text{сумм.}}$) достигает 3 - 4 % и более, что характерно для продуктивных объектов газовых месторождений.

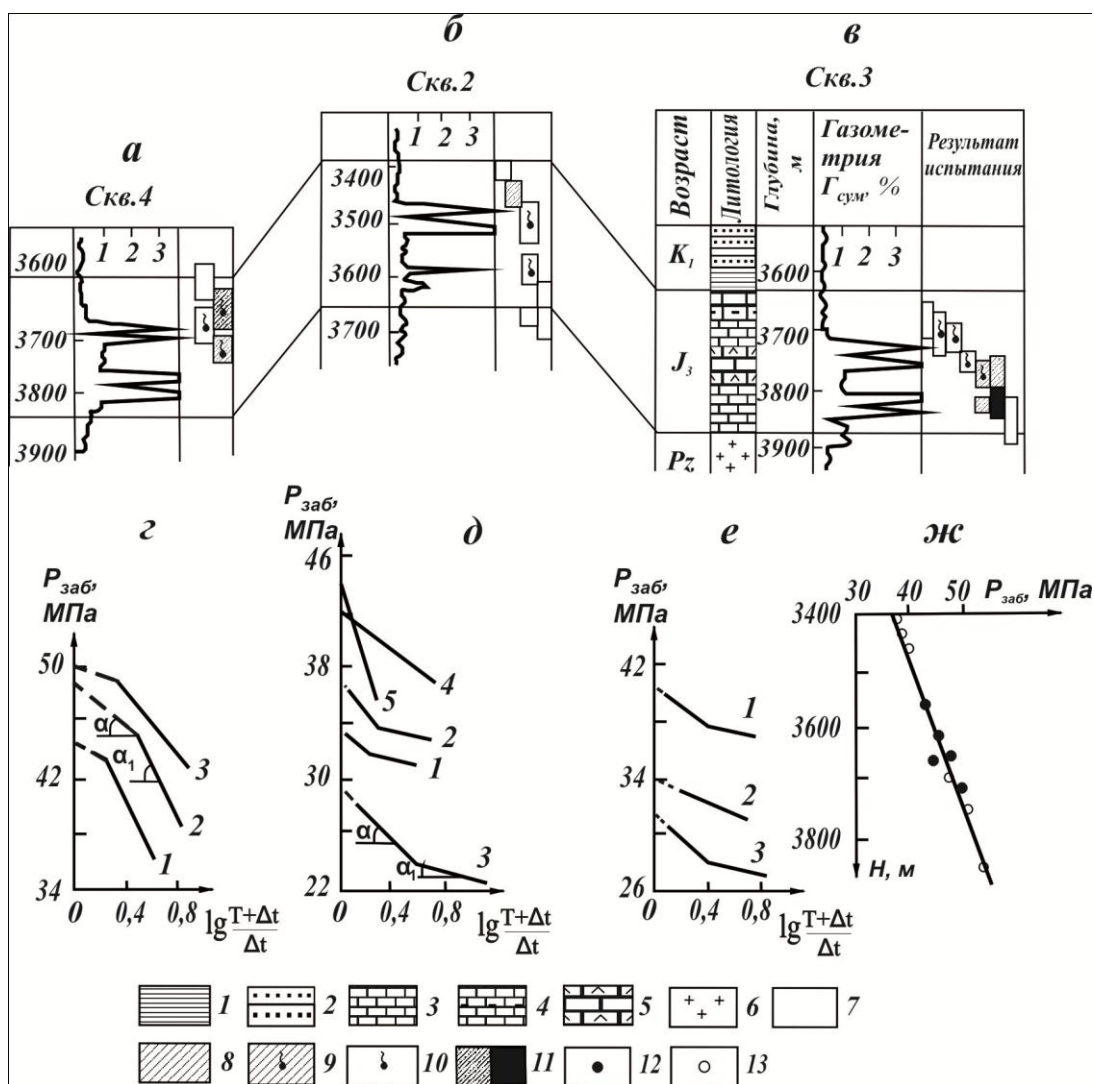


Рис. 2.6. Геолого-геохимическая и гидродинамическая характеристика юрских отложений площади Рохаты:

а, б, в – геолого-геохимическая характеристика юрских отложений скв. 4, 2, 3; г, д, е – кривые восстановления давления по скв. 4, 2, 3; ж – график распределения давлений; породы: 1- глина, 2 – алевролит, 3 – известняк, 4 – известняк глинистый, 5 – ангидрит, 6 – неоднородный фундамент палеозоя; результаты испытания: 7 – приток не получен, 8 – фильтрат, 9 – фильтрат с газом, 10 – нефть, 11- фильтрат с нефтью; пластовые давления в интервалах испытания: 12 – достоверные, 13 – предлагаемые

В скв. 2 газонасыщенность юрских отложений установлена по ГИС на отметке 3390 м. Плотность промывочной жидкости с глубины 3350 м увеличена до 1360 - 1380 кг/м³. Согласно характеру КВД - 1 (рис. 2.6, д) репрессии в 18 - 21 % обусловили снижение проницаемости на значительное расстояние от ствола скважины. Излом данной КВД, слабое восстановление давления свидетельствуют о потере гидродинамической связи с УЗП и декольматировании в процессе испытания только трещин ПЗП, по-

этому $\alpha_1 < \alpha$. Отсутствие (КВД 1, 2) или слабый приток газа (КВД - 3, интервал 3455 - 3548 м) указывают на то, что за короткое время притока (70 - 90 мин) низкопроницаемые поры (их проницаемость в 100 - 1000 раз меньше проницаемости трещин) не могут восполнить емкость трещин ПЗП. Решающим фактором при испытании подобных объектов является увеличение продолжительности воздействия депрессии на пласт.

Прямолинейный характер КВД - 4 свидетельствует о качественном (репрессия 8 %) вскрытии объекта, и это позволило из интервала 3557-3606 м при депрессии 18,2 МПа получить приток газа дебитом 178 тыс. м³/сут. Как установлено на практике оптимальное сохранение коллекторских свойств обеспечивают репрессии, не превышающие 8 - 9 %. В то же время отсутствие притока и прямолинейная зависимость КВД-5, интервал 3606 - 3674 м, свидетельствуют об образовании приствольной трещиноватости в процессе бурения.

В скв. 3 идентичный характер КВД - 1, 3 (рис. 2.6, е) и слабые притоки газа позволяют констатировать, что в нижней части продуктивного разреза приточность объектов также определяется трещинной емкостью и поэтому значительные противодействия привели к тем же последствиям, что и в скв. 2. Слабое восстановление давления (КВД - 2) и незначительный приток газа, по-видимому, указывают на установление в интервале 3735 - 3753 м гидродинамической связи с поровой емкостью коллектора, характеризующейся низкой проницаемостью.

Наличие в верхней части разреза преимущественно трещинных коллекторов и значительные репрессии, по всей вероятности, вызвали опережающую фильтрацию ПЖ в пласт, что привело к уменьшению показаний $G_{сум}$ (рис. 2.6, а, б, в). По данным Померанца Л.И. и других в результате этого явления в газоносных пластах остается только 50 % газа. Последнее подтверждает характер КВД (скв. 2, 3) и отсутствие или слабые притоки продукта.

В скв. 4 репрессии до 11 % вызвали снижение проницаемости ПЗП, поскольку $\alpha_1 > \alpha$. Получение фильтрата с газом в интервалах 3617- 3673 м и 3702 - 3738 м (КВД - 1, 3) свидетельствует о недостаточной величине депрессии соответственно 12,5 и 11,7 МПа. Согласно расчетам, при снижении проницаемости ПЗП необходимые депрессии должны составлять 55 - 70 % $P_{пл}$. Подтверждением последнего служит испытание интервала 3645 - 3700 м, где увеличение депрессии до 17,2 МПа позволило получить приток газа дебитом 167 тыс. м³/сут.

Если на глубине 3670 м пластовые давления примерно одинаковы: скв. 2 (КВД - 5) - 44 МПа, в скв. 4 (КВД - 1) - 44,5 МПа (рис.2.6, з, е), то по достижении 3738 м в скв. 4 оно составило 50 МПа (КВД - 3, рис. 2.6, з). Значительное расхождение объясняется как структурным положением (скв.

4 находится на крыле складки и гипсометрически на 210 м ниже скв. 2), так и возможным наличием нефтяной оторочки. Подтверждением данного заключения служит появление в пробах до 20 % нефти при испытании интервала 3738 - 3871 м в скв. 3, которая гипсометрически всего лишь на 20 м ниже скв. 4 (рис. 2.6, а, в).

С увеличением градиента пластового давления в скв. 4 до 1,35 и, исходя из оптимальной репрессии (5 %), плотность ПЖ не должна превышать 1400 - 1420 кг/м³. Фактически она составляла 1500 кг/м³, поэтому некачественное вскрытие способствовало снижению проницаемости ПЗП. Поскольку в процессе испытаний ИПТ достоверно установлено пять значений пластового давления - КВД - 1, 2, 3 (рис. 2.6, з) КВД - 4, 5 (рис. 2.6, д), то график распределения давлений (рис. 2.6, ж) позволяет оценить гидродинамическую обстановку по всем объектам.

В обсаженных стволах испытание произведено в скв 2 и 3. Несмотря на выполнение после перфорации ПКОТ-89, КПРУ-65, ПКО-73 значительного комплекса мероприятий (аэрации, СКО, закачки ПАВ, ГПП, дренирование методом переменных давлений и имплозии, создание циклических депрессий струйным насосом УОС-1, КИИ-95 и т.д.), получены лишь слабые и непостоянные притоки газа. К тому же, в скв. 2 положение усугубилось обрывом НКТ на глубине 3422 м. Полученные результаты подтверждают справедливость ранее установленного вывода: при снижении проницаемости УЗП, промышленные притоки практически не достижимы. В этом плане предпочтительнее положение находящейся в освоении скв. 4, с помощью большеобъемных СКО возможно восстановление ухудшенной, за счет некачественного вскрытия, проницаемости ПЗП.

Учет фильтрационно-емкостной модели залежей необходим и при составлении проектов их разработки. Преимущественная раскрытость вертикальных трещин Т объединяет (рис. 2.7), также как и в других регионах на месторождениях Западной Сибири, многопластовые продуктивные толщи в единую гидродинамическую систему и обуславливает быстрое их обводнение. До 1988 г. коллектор по всем трем залежам вырабатывался по отдельности как ТП, ПТ (дренирование залежей осуществлялось по латерали) и наблюдался (рис. 2.7, а) рост годовых отборов.

Подсоединение (рис. 2.7, б) к основной трещинной емкости Т и повышение темпа отбора скважин по залежи баррема (пласт АВ³₁) путем ввода в 1989- 1990 гг. новых добывающих скважин резко снизили добычу по юрской залежи с небольшими запасами, а также замедлили и снизили (1991 г) годовые отборы по залежи готерива (пласт БВ), несмотря на увеличение фонда скважин (в 1989 и 1991 гг.) и рост (по сравнению с залежью баррема) в 3 раза объема закачиваемой воды.

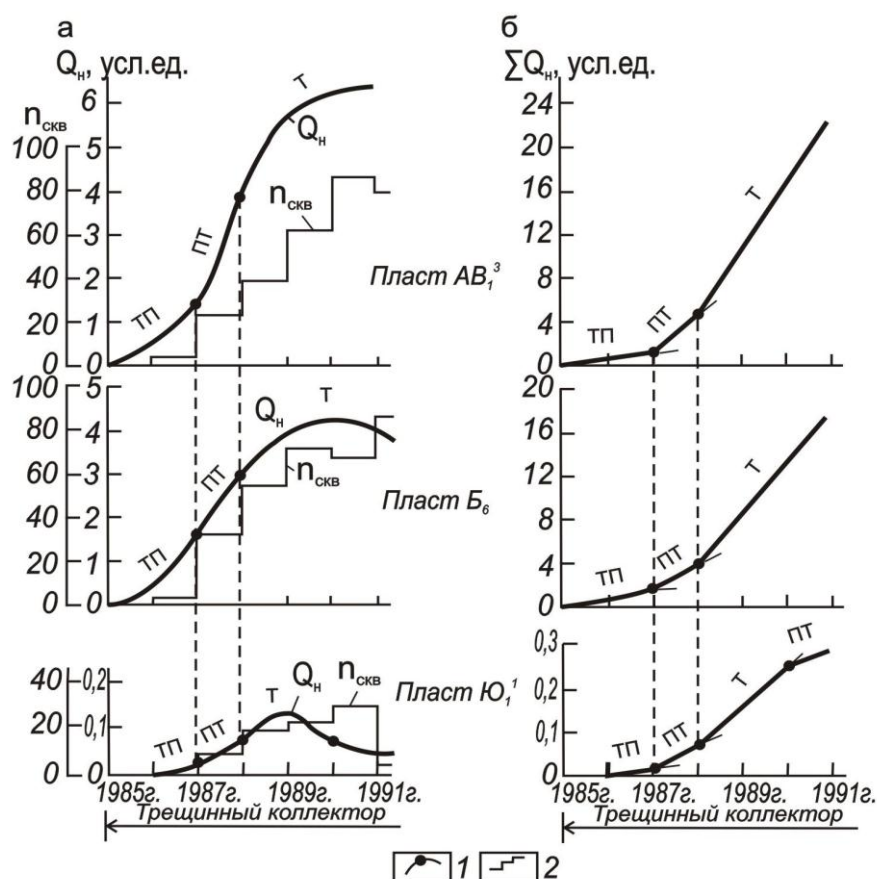


Рис. 2.7. Фильтрационно-емкостная и гидродинамическая характеристика Чумпасского месторождения:

Динамика фонда скважин, средних (а) и суммарных (б) отборов нефти по годам разработки соответственно залежей баррема, готерива и юры Чумпасского месторождения (Западно-Сибирская НГП); 1 - нефть, 2 - фонд добывающих скважин

В то же время незначительное увеличение добычи по барремской залежи (1990-1991 гг.) свидетельствует о достижении максимального уровня и закономерном его снижении в последующие годы. Данное предположение базируется на анализе показателей разработки выработанных месторождений. Приведенные факты указывают на гидродинамическую связь всех трех залежей и вертикальную миграцию флюидов. Исходя из этого, повышенные отборы углеводородов при создании значительных (> 5 МПа) депрессий или интенсификация добычи путем заводнения исключают подток из пор П и являются главной причиной прорыва пластовых вод и роста объемов ремонтно - изоляционных работ. Вследствие этого, при подсчете запасов многопластовые месторождения следует рассматривать как единую гидродинамическую систему, то есть как массивно-пластовой природный резервуар, а обоснование проектных показателей осуществлять дифференцированно по каждому эксплуатационному объекту (горизонту).

На основании изложенного можно сделать следующие выводы:

1. Связь месторождений нефти и газа с разломно-блоковой тектоникой и вертикальная миграция углеводородов обуславливают формирование и размещение залежей как в ловушках структурного, так и литолого-стратиграфического, тектонически-экранированного типа, содержащих основные извлекаемые запасы в трещинной емкости коллекторов различных геологических формаций платформенных и геосинклинальных областей. Комплексирование литолого-фациальных исследований, сейсмостратиграфических и дистанционных методов способствует оценке перспектив нефтегазоносности, а размещение первых поисковых скважин в породах разуплотненных зон - открытию месторождений.

2. Неоднородность тепловых и энергетических полей, низкие градиенты пластовых давлений по сравнению с вмещающими породами указывают на нефтегазоносность отложений. Создание значительных репрессий от 8 – 10 % до 50 % над пластовым давлением и длительное их воздействие снижают проницаемость трещинной среды в прискважинной и удаленной зонах пласта, отрицательно влияют на информативность ГИС и результаты испытаний. Сочетание геолого-технологических наблюдений с геофизическими, гидродинамическими и геохимическими исследованиями способствует дифференциации разреза по ФЕС. Наличие в продуктивных толщах трещинных и поровых коллекторов требует индивидуального подхода при оценке качества вскрытия, обоснованию мероприятий по вызову и интенсификации притоков.

3. При оценке запасов многопластовые месторождения следует рассматривать как массивно-пластовый природный резервуар, а разработку осуществлять отдельно по эксплуатационным объектам (горизонтам) - это исключит межпластовые перетоки и будет способствовать снижению объемов ремонтно-изоляционных работ.

3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КОМПЛЕКСОВ ГЕОЛОГО- ТЕХНИЧЕСКИХ И ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

3.1. Прогнозирование продуктивности пластов

При поисково-разведочном бурении на новых площадях для кругло-суточного контроля состояния технологических процессов при бурении и геологических наблюдений с целью выдачи оперативных рекомендаций по оптимизации бурения, должны быть установлены станции геолого-технических исследований (ГТИ).

Наличие технологических датчиков и станции ГТИ позволяет не только выбрать интервал испытания, но и управлять процессом испытания скважин. Следует отметить, что оптимальный режим бурения на основе информации ГТИ способствует сохранению ствола скважины, предотвращает образование сальников, обвалов, формирование глубоких зон проникновения и тем самым предопределяет нормальные условия для успешного проведения работ по испытанию скважин и получения достоверных результатов, характеризующих насыщение пласта и его гидродинамические параметры.

Основные условия обеспечения оптимального режима испытания заключаются в создании необходимой депрессии на пласт, длительности времени притока и восстановления давления в течение каждого цикла, а также в отборе проб пластового флюида. Депрессия (Δp - разность между пластовым давлением и давлением на забое) на пласт и характер ее изменения в процессе притока влияют на количество отбираемой жидкости и достоверность определения характера насыщения пласта. Наибольшая депрессия может быть равна пластовому давлению ($\Delta p_{\max} = p_{\text{пл}}$), но $\Delta p_{\max}$ выбирается с учетом прочности труб на смятие и устойчивости ствола. Естественно, что при большем значении депрессии Δp больше вероятность получения флюида из слабопроницаемого пласта, но вместе с тем появляется вероятность разгазирования пластовой нефти, а это снижает качество кривой восстановления давления и уменьшает достоверность установления гидродинамических параметров. Учитывая, что минимальная депрессия $\Delta p_{\min} = p_{\text{ст}} - p_{\text{пл}}$, в промысловой практике для испытания нефтяных пластов рекомендуется использовать значение оптимальной депрессии, определяемое по выражению

$$\Delta P_{\text{опт}} = (2,5-3)\Delta P_{\text{мин}}, \quad (3.1)$$

где $\Delta P_{\text{опт}}$ – оптимальная депрессия, МПа; $\Delta P_{\text{мин}}$ – минимальная депрессия, МПа.

Испытанию пласта предшествует комплекс геолого-технологических, геофизических исследований, на основе которых выби-

раются объект испытания, компоновка испытателя пластов, состав контрольно-измерительных приборов и технология испытания. Промыслово-геофизический материал используется также для выбора мест установки пакера, ИПТ). При наличии во вскрытом интервале объектов с различным характером насыщения испытания проводятся селективно с использованием двухпакерной компоновки ИПТ. При компоновке якорного устройства с многоцикловым испытателем за один спуско-подъем ИПТ допускается исследование нескольких объектов последовательно сверху вниз или снизу вверх; при этом для оценки характера насыщения используется многокамерный пробоотборник.

Комплекс ГТИ, работ с ИПТ и ГИС позволяют достоверно решать задачи нефтепромысловой геологии, и проводить строительство нефтяных и газовых скважин без осложнений с высокими геолого-экономическими результатами.

При прогнозировании продуктивности пласта по данным гидродинамического каротажа (ГДК) привлекаются информация, получаемая по данным исследований ГИС, керна, пластовых флюидов. Учитывая, что при испытании скважин основным флюидом, поступающим в прибор ГДК, является фильтрат бурового раствора (так как зоны проникновения имеются практически во всех пластах-коллекторах, вскрываемых на глинистых растворах) при проведении исследований в пластах с двухфазным насыщением можно оценить не фазовую, а лишь эффективную проницаемость коллектора.

Прогнозирование продуктивности по ГДК позволяет получить вероятностную количественную оценку пласта, исходя из априорных данных моделирования. Являясь независимой от других методов ГИС и учитывая трудоемкость проведения исследований ГДК в скважине – прогнозирование продуктивности пласта по результатам гидродинамических исследований приборами на каротажном кабеле лучше всего применять в качестве контрольного, для подтверждения достоверности оценки подсчетных параметров и продуктивности пласта по данным комплексного изучения пласта методами ГИС.

3.2. Оценка нефтегазонасыщенности пласта по данным геолого-технологических исследований

В настоящее время для выделения нефтегазонасыщенных интервалов в процессе ГТИ используются данные газового каротажа, в которых газонасыщенность бурового раствора превышает фоновые значения.

В основе количественных расчетов нефтегазонасыщенности лежит предположение, что газообогащение бурового раствора происходит только за счет углеводородов, выделяющихся из шлама при его движении на поверхность в потоке бурового раствора.

Это предположение возможно, когда бурение проводится при репрессии на пласт. Однако, если пластовое давление превышает гидростатическое давление в скважине, механизм газообогащения раствора изменяется. В этом случае к газу, выделяющемуся из шлама в раствор, добавляется газ пластового флюида, поступающего в раствор. В условиях, когда бурение проводится на депрессии, газонасыщенность бурового раствора намного превышает, чем при бурении на репрессии (рис. 3.1).

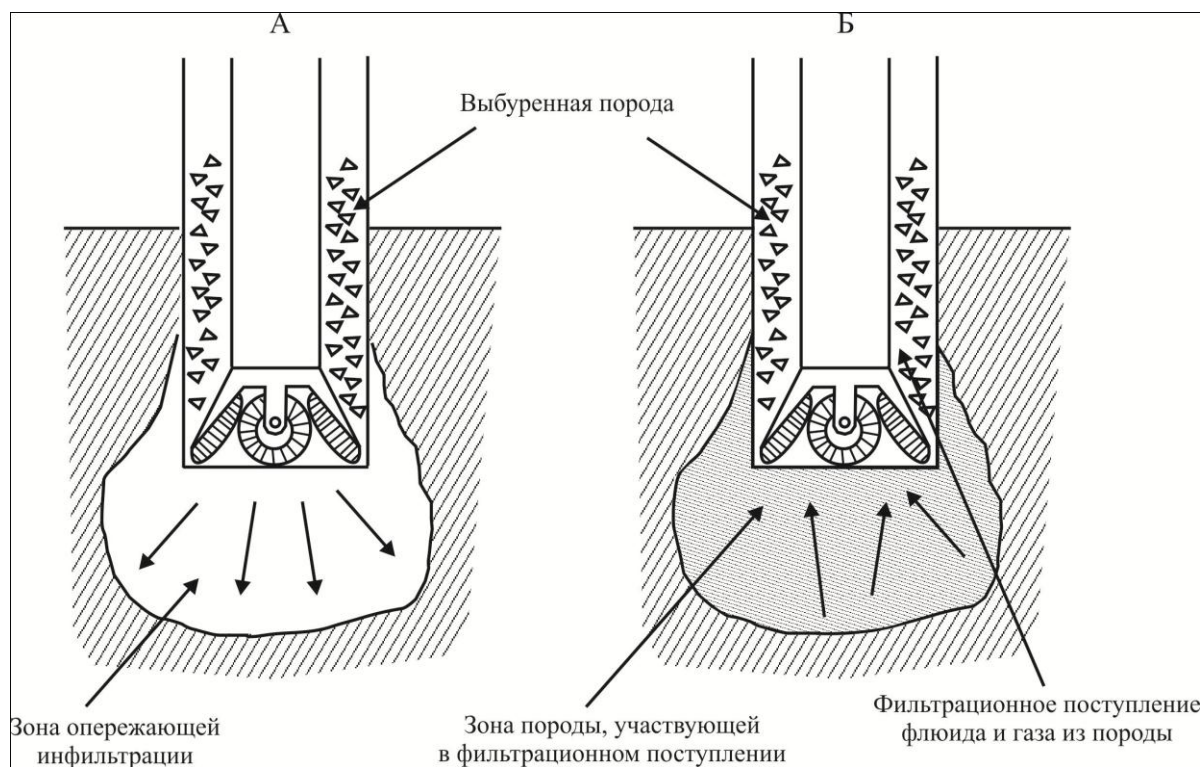


Рис. 3.1. Механизмы насыщения бурового раствора при бурении на репрессии А, на депрессии Б

При газокаротажных исследованиях значительные по амплитуде газовые аномалии, приурочены к нефтегазонасыщенным пластам, за счет растворенного газа.

Изучение проблемы газокаротажных исследований показало, что газ в некоторых залежах находится в дисперсном состоянии, образуя дисперсную эмульсию, у которой дисперсная фаза - пузырьки газа, а дисперсная среда - вода. Газ, названный диспергированным, широко распространен в горных породах; при этом газовый фактор пластовой воды может достигать $50 \text{ м}^3/\text{м}^3$, и пласты в ряде случаев могут являться объектами для промышленной добычи. При заполнении порового пространства пород-коллекторов водой с диспергированным газом образуется двухфазная среда, в которой вода подвергается меньшему оттеснению, чем при чисто газовом характере насыщения. За счет этого объем поступающего в буровой раствор газа при вскрытии водонасыщенного пласта с диспергирован-

ным газом может быть даже больше, чем при разбуривании газоносного пласта.

Для оценки фазового состояния газа в пласте предлагается определять газовый фактор бурового раствора при наличии информации о расходе бурового раствора по формуле

$$\Gamma_{\phi} = 10^{-3} \cdot \frac{(3,6 \cdot q + Q) \cdot C_a - 3,6 \cdot q \cdot C_{\phi}}{Q}, \quad (3.2)$$

где Γ_{ϕ} – газовый фактор бурового раствора, $\text{м}^3/\text{м}^3$; q – расход бурового раствора, $(\text{м}^3/\text{с})$; Q – дебит газа, $\text{м}^3/\text{с}$; C_a – аномальная концентрация газа, $\text{см}^3/\text{л}$; C_{ϕ} – фоновая концентрация газа, $\text{см}^3/\text{л}$.

Если газовый фактор меньше, чем верхний предел растворимости углеводородов в воде при пластовых условиях (давлении, температуре), то наблюдается приток пластовой воды с растворённым газом. Если газовый фактор бурового раствора находится между предельными значениями, то для диспергированного газа имеет место поступление воды с диспергированным газом. В случае, если газовый фактор больше газового фактора диспергированного газа, то из пласта в буровой раствор поступает свободный газ.

При получении притока флюида с увеличением солёности бурового раствора означает, что вскрыто либо два объекта – водонасыщенный и газонасыщенный пласты, либо один – газонасыщенный, когда бурением пересечен газоводяной контакт и флюид поступает из обеих частей пласта.

Указанный подход к интерпретации результатов газового каротажа позволяет по данным газового каротажа судить о характере поступающего в скважину флюида и механизме газообогащения раствора и, как следствие, наличии относительного равновесного состояния системы «пласт - скважина».

Критерии оценки характера насыщения пластов, вскрытых бурением по комплексу ГТИ, приведены на рис. 3.2.

Если притока флюида и газа из пласта не отмечено, то текущее значение нефтегазонасыщенности $K_{\text{нгт}}$ сравнивается с теоретической $K_{\text{нгр}}$.

В случае газонасыщенного пласта расчет коэффициента газонасыщенности $K_{\text{г}}$ проводится по формуле

$$K_{\text{г}} = \frac{V_{\text{п}} \cdot K_{\text{п}} \cdot v}{q \cdot t}, \quad (3.3)$$

где $V_{\text{п}}$ – объем выбуренной породы, м^3 ; $K_{\text{п}}$ – коэффициент пористости, доли ед.; v – остаточная газонасыщенность породы, доли ед., зависящая от пористости коллектора; q – расход бурового раствора, $\text{м}^3/\text{мин}$; t – время бурения одного метра, мин.

- низкопроницаемые коллекторы $K_{\text{п}}$ от 5 % до 10 %, $v = 1-0,9$,
- среднепроницаемые коллекторы $K_{\text{п}}$ от 10 % до 15 %, $v = 0,5$,
- высокопроницаемые коллекторы $K_{\text{п}}$ от 15 % до 20 %, $v = 0,1$.

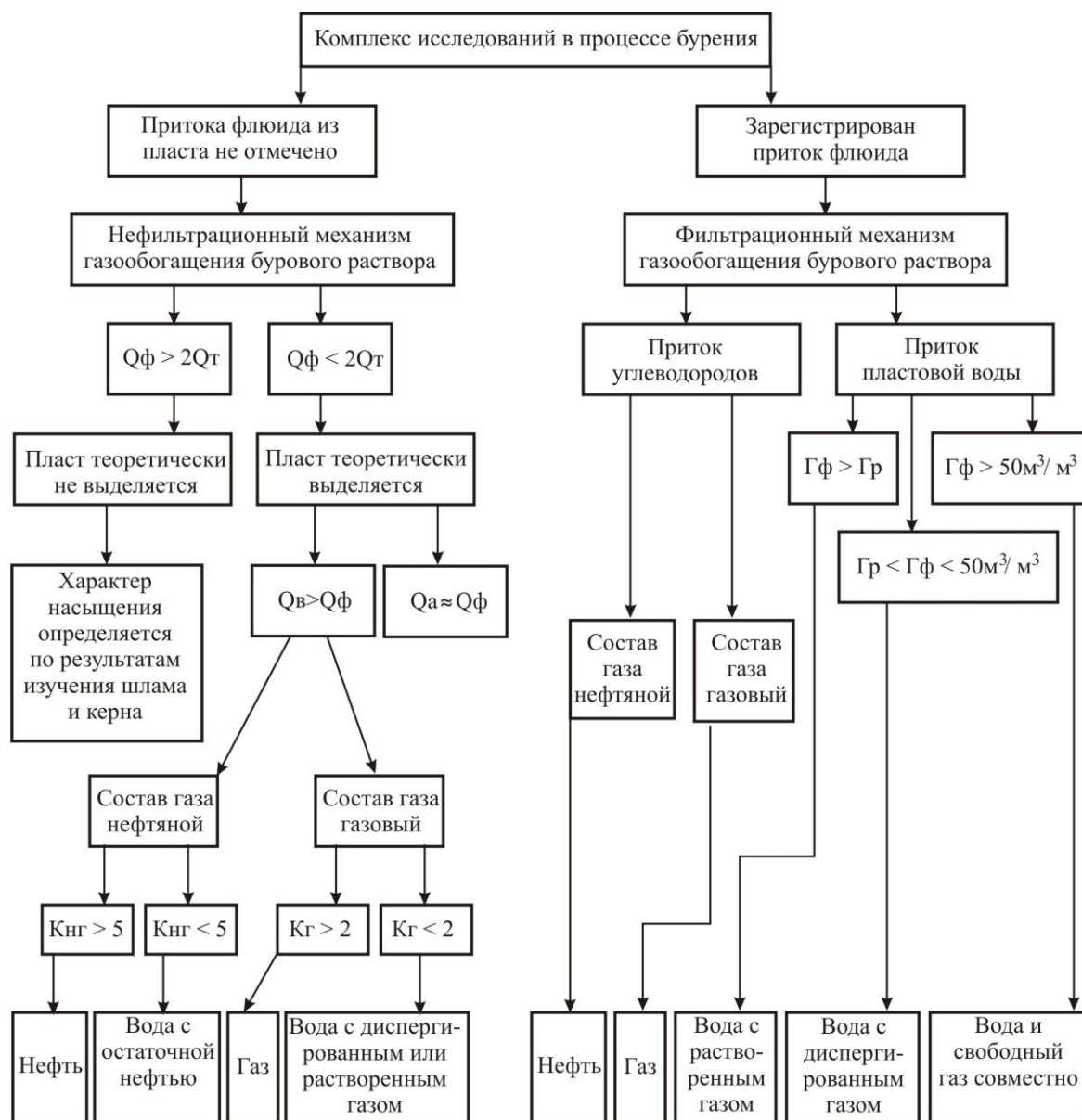


Рис. 3.2. Схема интерпретации результатов газового каротажа

Для нефтяного пласта коэффициент нефтегазонасыщенности определяют по формуле

$$K_{нг} = \frac{V_{п} \cdot K_{п} \cdot \Gamma_{ф}}{q \cdot t}, \quad (3.4)$$

где $V_{п}$ – объем выбуренной породы, $м^3$; $K_{п}$ – коэффициент пористости, доли ед.; $\Gamma_{ф}$ – нижний предел газового фактора, $м^3/м^3$; q – расход бурового раствора, $м^3/мин$; t – время бурения одного метра, мин.

В каждом конкретном случае следует рассчитывать оба значения коэффициента нефтегазонасыщенности и выбирать меньшее из них, которое будет участвовать в следующих расчетах.

После этого анализируют соотношение текущей газонасыщенности к фактической $K_r/K_{rф}$ при соотношении $K_r/K_{rф} < 1,5-2$ перспективный пласт не выделяется по данным газового каротажа, т.е. теоретически не может быть выделен. При обратном соотношении возможно уверенное выделение перспективного пласта.

В случае, если пласт теоретически выделяется и фактические данные подтверждают наличие аномалии ($K_r > K_{rф}$), проводится оценка характера насыщения путем количественной интерпретации газометрии, в основе которой лежит понятие остаточной нефтегазонасыщенности пород ($K_{он}$). При низких значениях $K_{он}$ пласт характеризуется как водонасыщенный с диспергированным газом, или - как водонасыщенный с остаточной нефтью.

В случае, если перспективный пласт теоретически выделен быть не может, для определения характера его насыщения проводят комплексное изучение шлама и керна.

Если зарегистрирован приток флюида в скважину и наличия пластовой воды в буровом растворе не отмечено, то тип пластового флюида определяют по составу углеводородов. При наличии притока пластовой воды в скважине распознавание ситуации осуществляется на основании рассмотрения значений: газового фактора фактического ($\Gamma_{ф}$) и газового фактора расчетного ($\Gamma_{р}$): при $\Gamma_{ф} < \Gamma_{р}$ - получен приток пластовой воды с растворенным газом; $\Gamma_{р} < \Gamma_{ф} < 50 \text{ м}^3/\text{м}^3$ - приток пластовой воды с диспергированным газом; $\Gamma_{ф} > 50 \text{ м}^3/\text{м}^3$ - вода и свободный газ совместно.

Таким образом, рассмотренная схема позволяет классифицировать вскрываемые скважиной объекты по степени перспективности на нефть и газ, но и выделить промежуточные градации, такие как диспергированный газ, пластовая вода с растворенным газом и др. Отличительной ее особенностью является возможность оценивать по данным ГТИ механизм газобогащения бурового раствора и проводить количественную интерпретацию данных газового каротажа в условиях поступления флюида в буровой раствор.

3.3. Выбор и обоснование методики оценки характера насыщенности пластов-коллекторов и прогнозирование состава притока при испытании скважин

Оценка характера насыщенности пластов-коллекторов необходима для выделения в разрезе продуктивных нефтегазосодержащих пластов, пластов, залегающих с двухфазным насыщением и установления водонефтяного ВНК, газоводяного ГВК и газонефтяного ГНК контактов.

Задача выделения по данным ГИС продуктивных объектов решается в комплексе с разделением коллекторов в пределах перспективного интервала на водоносные и нефтегазоносные (продуктивные) и разделением продуктивных коллекторов на газоносные и нефтеносные.

При решении этих задач используются все доступные методы и методики выделения и оценки продуктивных коллекторов - от газового каротажа и люминесцентного анализа шлама и керна до кривых различных видов каротажа и результатов опробования пластов приборами на кабеле.

В общем случае насыщенность коллектора определяется его фильтрационно-емкостными свойствами, содержанием в нем тех или иных пластовых флюидов (воды, нефти, газа и соотношением их объемов), а также их подвижностью и характером отдачи пластов при испытании и эксплуатации.

Основным признаком продуктивных и переходных зон пластов является наличие в них подвижных углеводородов. Критерием их выделения является соотношение граничных значений водонасыщенности $K_{вгр}$ и нефтегазонасыщенности $K_{нг.гр}$

Граничным значениям остаточной водонасыщенности ($K_{в.гр}$) или нефтегазонасыщенности ($K_{нг.гр}$) соответствуют значения остаточной водонасыщенности (K_v) или нефтегазонасыщенности ($K_{нг}$), выше которых из пласта получают притоки углеводородов. Для выделения переходных зон Вендельштейн Б.Ю. предложил использовать два граничных значения K_v и $K_{вгр}$ или $K_{нг}$ и $K_{нг.гр}$. Граничным значением K_v или $K_{нг}$ соответствуют значения K_v или $K_{нг}$, выше которых из пласта получают безводные притоки углеводородов. Граничным значениям $K_{в.гр}$ или $K_{нг.гр}$ соответствуют значения K_v или $K_{нг}$, ниже которых из пласта получают воду без признаков углеводородов. Из пластов с $K_{вгр} > K_v > K_{в.гр}$ или $K_{нг.гр} < K_{нг} < K_{нг.гр}$ получают двухфазные притоки воды и углеводородов.

Из методик, базирующихся на общих физических предпосылках, наиболее простой и достаточно эффективной является методика парных сопоставлений геофизических параметров. При отсутствии априорной информации о пористости, удельном сопротивлении пластовых вод и критических значений удельного сопротивления пласта, оценка характера насыщения возможна на качественном уровне по методике парного сопоставления двух геофизических параметров, один из которых зависит от нефтегазонасыщенности и пористости, а другой только от пористости. Пары геофизических параметров могут быть различными. Для пород-коллекторов Западной Сибири в связи с близостью значений минералогических плотностей ρ_r породообразующих полимиктовых песчаников (от 2660 до 2690 кг/м³) и глинистого материала (от 2670 до 2680 кг/м³) и преимущественно повышающим характером проникновения фильтрата бурового раствора, где отношение (D/d) диаметра проникновения фильтрата (D) к диаметру скважины (d) изменяется от 4 до 8, надежные результаты при оценке характера насыщения пластов получаются при сопоставлении данных ГГКП и ИК.

Разграничительная линия проводится по точкам, соответствующим плотным непроницаемым породам алевролитам и водоносным песчаникам.

Если значения параметров коллекторов расположены в пределах корреляционного поля $\sigma_k(\sigma) \pm 2\theta$, то коллекторы относятся к водонасыщенным; если ниже - то к газоводонасыщенным или газонасыщенным (рис. 3.3).

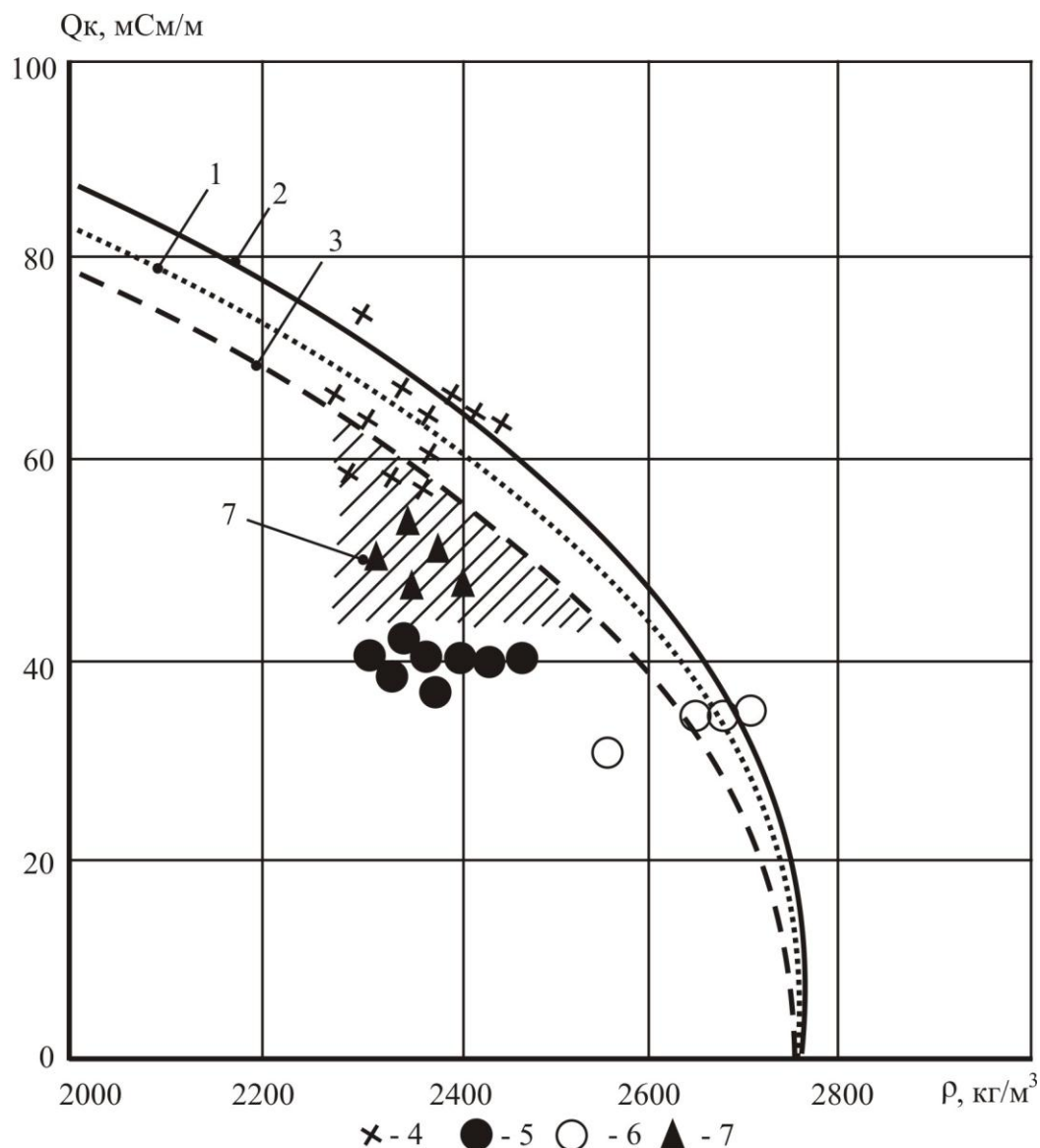


Рис. 3.3. Разделение коллекторов по характеру насыщенности по методике парных сопоставлений $\sigma_k(\sigma)$:
 1 - линия регрессии; 2,3 - погрешность 2ϵ ; 4 - водоносные пласты;
 5 - газонасыщенные пласты; 6 - плотные пласты; 7- зона пластов с двухфазным (газоводяным) насыщением

Применение для разделения коллекторов по характеру насыщения других пар геофизических параметров определяется степенью их связи с параметрами, характеризующими их коллекторские свойства. Для полимиктовых песчаников Западной Сибири в диапазоне изменения геофизического параметра, контролирующего глинистость, относительной амплитудой потенциалов собственной поляризации $\alpha_{\text{пс}}$ глинистость слабо влияет

на показания другого геофизического параметра времени пробега продольной волны Δt в акустическом каратаже. Это определяет возможность использования последнего параметра по методике парных сопоставлений в качестве критерия пористости в ограниченном диапазоне.

При анализе данных коэффициентов диффузионно-адсорбционной активности $A_{да}$, проницаемости $K_{пр}$ и пористости $K_{п}$ нижнемеловых отложений Западной Сибири было установлено, что $A_{да}$ на 98,4 % определяется проницаемостью и лишь на 1,6 % пористостью при вероятности трехмерной связи $A_{да}$, ($K_{пр}$ и $K_{п}$) 0,01 и коэффициенте корреляции 0,38. Следовательно, параметр $\alpha_{пс}$ в методике парных сопоставлений для этих отложений можно использовать в качестве критерия проницаемости, а не пористости.

По методике парных сопоставлений геофизических параметров могут оценивать характер насыщенности на качественном уровне с большими погрешностями. Более достоверное и обоснованное решение этой задачи по данным ГИС осуществляется на основе количественных оценок водонасыщенности K_v . Допускается использование для этой цели любых физических величин, имеющих корреляционные связи со свойствами пластовых флюидов и их объемным содержанием в породе.

На практике для разделения коллекторов по характеру насыщенности используют постоянное значение критической величины удельного электрического сопротивления $\rho_{п\cdot кр}$. Методически применение такого подхода неоправданно, так как при изменении ФЕС коллекторов величина $\rho_{п\cdot кр}$ также изменяется. Установить линию критических значений геофизических параметров для разделения пластов на водо-, (газо)нефте, водо- и (газо)нефтенасыщенные можно путем их сопоставления с результатами опробования. В качестве геофизических параметров могут применяться значения, отражающие пористость и насыщенность. Для месторождений Западной Сибири для этих целей можно применять удельные электрические сопротивления $\rho_{п\cdot кр}$ и относительные амплитуды ПС - $\alpha_{пс}$. (рис. 3.4). Линии критических значений $\rho_{п\cdot*}$ и $\rho_{п\cdot**}$ можно использовать для выделения безводного притока (чистый продукт), смеси продукта с водой и чистой воды.

Для надежного установления критериев оценки насыщенности пласта и качества его опробования необходимо устанавливать критические значения параметров $\rho_{п}$, а водонасыщенность коллектора рекомендуется определять по кривым относительных фазовых проницаемостей.

Методика определения характера насыщенности терригенных коллекторов и прогноза состава притока при испытании пласта по значениям критической водонасыщенности $K_{в\cdot кр}$, и соответствующим им критическим значениям коэффициента увеличения сопротивления R_n и удельного сопротивления пласта $\rho_{п}$ базируется на неравенствах. При присутствии в пласте остаточной воды возможно движение только углеводородов; при увеличении водонасыщенности возможно движение углеводородов с небольшим количеством воды.

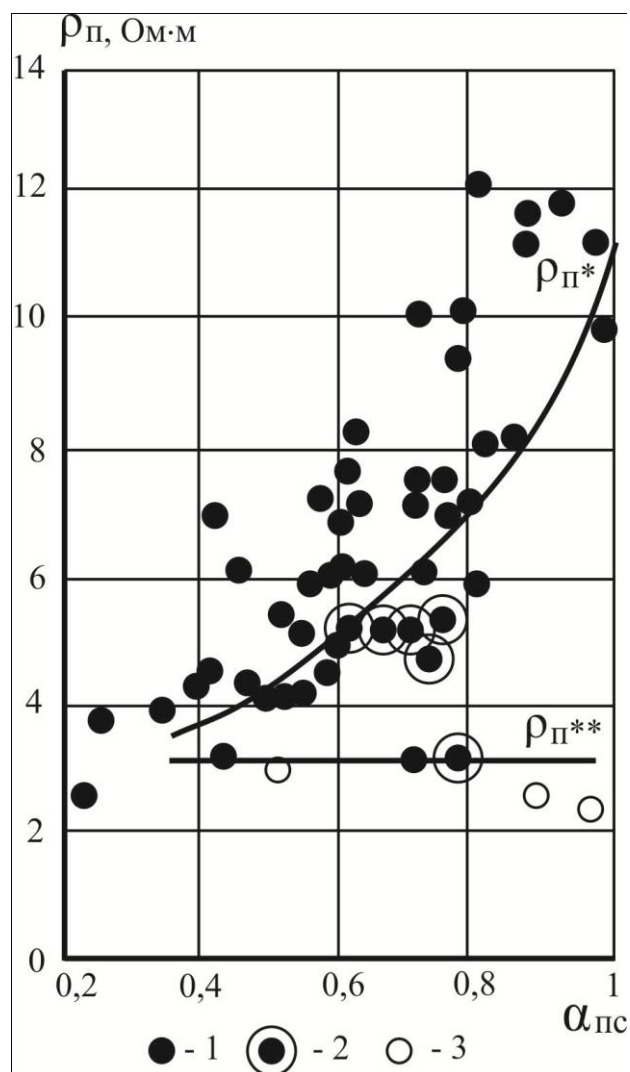


Рис. 3.4. Сопоставление геофизических параметров $\rho_{\text{п}}$ и $\alpha_{\text{пс}}$ с результатами опробования пластов для определения границ $\rho_{\text{п}}^* = f(\alpha_{\text{пс}})$ и $\rho_{\text{п}}^{**} = f(\alpha_{\text{пс}})$:
1 - безводный продукт; 2 - смесь продукта с водой; 3 - вода

Критические значения $K_{\text{в}}$ устанавливаются по кривым относительных проницаемостей для несмачиваемой среды (нефть, газ) и смачиваемой фазы (вода), которые получают по результатам исследования образцов керн. В связи с тем, что критические значения $K_{\text{в}}$ существенно изменяются при различных ФЕС коллекторов, Вендельштейном Б.Ю. предложено использовать значения относительной водонасыщенности $K_{\text{в.отн.}}$, определяемые по формуле

$$K_{\text{в.отн.}} = (K_{\text{в}} - K_{\text{в.св}}) / (1 - K_{\text{в.св}}) \quad (3.5)$$

Параметр $K_{\text{в.отн.}}$ характеризует водонасыщенность эффективного объема пор, величина которого изменяется от единицы (водоносные пла-

сты) до нуля (продуктивные пласты с предельной (максимальной) нефтегазонасыщенностью) и зависит от величины связанной воды ($K_{в.св}$) $K_{нг}=1-K_{в.св}$.

На основании обобщения значений остаточной водонасыщенности и критического значения водонасыщенности для терригенных коллекторов различных районов Фоменко В.Г. и др. рекомендованы критические значения $K_{в.отн.}$, при которых из пласта получают приток определенного флюида. При $K_{в.отн.} < 0,27$ ожидается безводный приток нефти или газа; при $K_{в.отн.} = 0,27-0,54$ - приток нефти или газа с водой при этом объем воды существенно меньше объема нефти (газа); при $K_{в.отн.} = 0,54-0,80$ пласт отдает воду с нефтью или газом, объем воды в смеси значительно превышает объем нефти (газа); при $K_{в.отн.} > 0,80$ следует ожидать притока чистой воды. На рис. 3.5 приводится зависимость фазовой проницаемости для различных значений водонасыщенности.

Фоменко В.Г. были проанализированы критические величины $K_{в.отн.}$ для песчаников и алевролитов месторождений Западной Сибири и было установлено, что их изменение зависит от достоверности определений остаточной воды $K_{о.в}$ и установления связи между остаточной водонасыщенностью, пористостью и проницаемостью [9].

Близость однотипных значений $K_{в.отн.}$ для полимиктовых коллекторов неокома Западной Сибири с резко различными фильтрационно-емкостными свойствами позволяет использовать усредненные значения $K_{в.отн.}$ и другие параметры для оценки характера насыщенности коллекторов и состава ожидаемого из них притока по данным ГИС при отсутствии фактических данных об относительных фазовых проницаемостях.

На разведочном этапе работ, когда имеются результаты испытаний пластов, анализы проб пластовых вод и построены петрофизические зависимости, существует возможность проверить и уточнить критерии водонасыщенности и электрические параметры, установленные по петрофизическим зависимостям, сопоставлением данных ГИС по испытанным пластам.

Использование всех усредненных для каждого пласта коллектора критических значений $K_{в.отн.}$, $K_{в}$ и R_n для оценки насыщенности испытанных пластов неокома месторождений Западной Сибири показало, что численные значения критических величин $K_{в}$ и R_n с учетом величины $K_{пр}$ хорошо разделяют пласты на продуктивные (с безводным притоком), водоносные и со смешанным притоком, а численные значения критических величин $K_{в}$ позволяют давать правильную оценку только в высокопроницаемых и пористых пластах (при $K_{пр} > 0,01 \text{ мкм}^2$); при меньших значениях $K_{пр}$ они оказались малоэффективными и систематически заниженными. В табл. 3.1 приведены критические значения водонасыщенности, определенные по керну и результатам испытания пластов БУ Уренгойского месторождения.

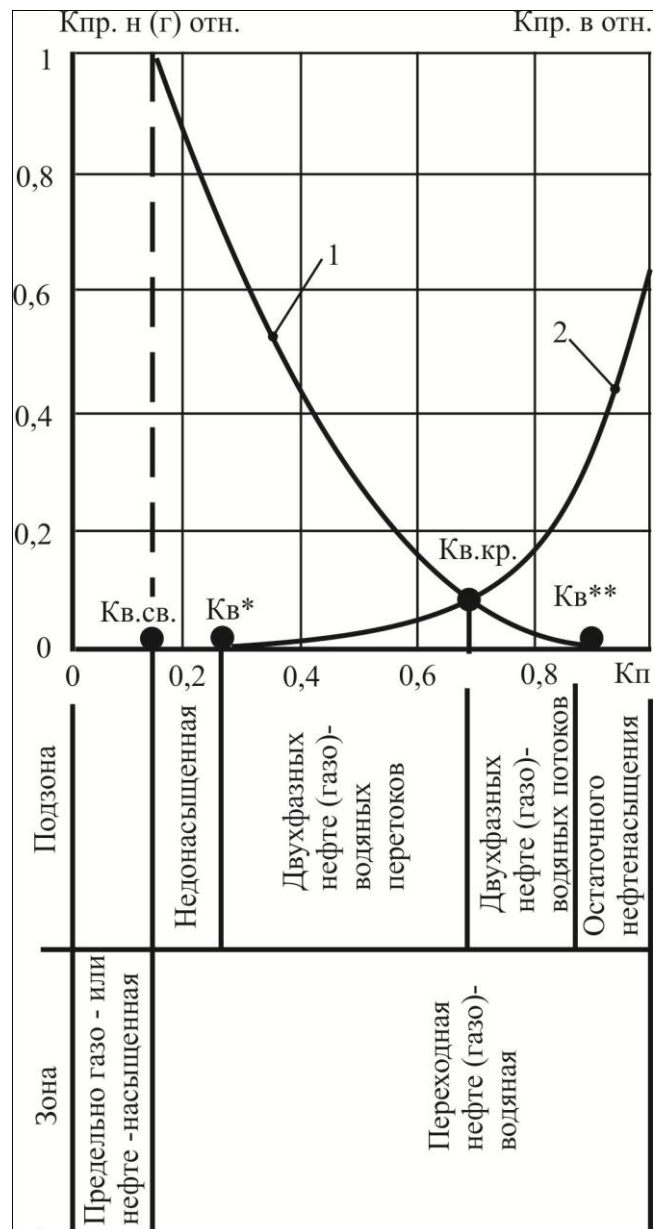


Рис. 3.5. Типовые кривые относительных фазовых проницаемостей $K_{пр.ф.отн.}(K_v)$ по смачиваемым (вода) (2) и несмачиваемым (углеводороды) (1) фазам

Критические значения $K_v.отн.$ по петрофизическим данным и результатам испытаний существенно различаются. Эти различия могут быть связаны с:

1. Недостоверностью результатов испытаний пластов из-за плохого качества цементирования обсадных колонн.
2. Различием свойств (вязкость, плотность, сжимаемость и др.) флюидов в реальных пластах (газ, конденсат, нефть, вода) и их моделей при исследованиях керна, где использовался водный раствор солей хлористого натрия.
3. Различием в характере петрофизических связей, полученных моделированием на образцах керна и по данным ГИС.

Таблица 3.1

Критические значения водонасыщенности по данным исследования керна и испытания скважин пластов БУ Уренгойского месторождения

Проницаемость, $K \cdot 10^{-3}$ мкм ²	Остаточная водонасыщенность, доли ед.	Остаточная водонасыщенность Кв.отн., доли		Критич. содержание воды, Кв.кр, доли	Относительная критическая водонасыщенность Кв.кр.отн., доли	
		исследуемого керна	результаты испыт. скв.		исследуемого керна	результаты испыт. скв.
5-10	0,66	0,31	0,27	0,75	0,58	0,40
10-50	0,61	0,32	0,27	0,75	0,58	0,40
50-100	0,60	0,34	0,27	0,73	0,57	0,40
100-500	0,53	0,37	0,27	0,70	0,53	0,40

Для устранения систематической погрешности при выделении интервалов с прогнозируемыми двухфазными потоками пластовых флюидов целесообразно применять параметр, отражающий долю воды в ожидаемом притоке - f_B . Исходя из общеизвестного закона Дарси для воды и нефти, и предложенной Лавереттом теории движения отдельных фаз в многофазном потоке, доля воды в суммарном потоке жидкостей f_B может быть оценена по формуле

$$f_B = \frac{1 - \frac{K_{пр.н}}{v_c \cdot \mu_n} \cdot \left(\frac{dP_K}{dL} - g \cdot (\rho_B - \rho_n) \cdot \sin \alpha_n \right)}{1 + \frac{\mu_B}{\mu_n} \cdot \frac{K_{пр.н.эф}}{K_{пр.в.эф}}}, \quad (3.6)$$

где $K_{пр.н}$ - фазовая проницаемость нефти, мкм²; $K_{пр.н.эф}$, $K_{пр.в.эф}$ - эффективные проницаемости для нефти и воды, мкм²; μ_n , μ_B - вязкости нефти и воды в пластовых условиях, мПа·с; ρ_n , ρ_B - плотности нефти и вода в пластовых условиях, кг/м³; v_c - суммарная скорость потока м/с; $P_K = P_n - P_B$ - капиллярное давление, представляющее собой разницу давлений в нефтяной и водной фазах, МПа; L - координата по направлению движения; α_n - угол падения пласта, град; g - ускорение силы тяжести, м/с².

Доля воды в ожидаемом притоке может быть записана также в виде

$$f_B = \frac{v_B}{v_B + v_n} \quad (3.7)$$

или

$$f_B = \frac{\eta_B}{\eta_B + \eta_n} \quad (3.8)$$

где v_v, v_n - скорости притока воды и нефти при испытании или эксплуатации пласта, м/с; η_v, η_n - удельные продуктивности пласта по воде и нефти, доли ед.

Удельные продуктивности пласта по воде и нефти могут быть рассчитаны по формуле

$$\eta_{v(n)} = \frac{0,0864 \cdot \rho_{v(n)} \cdot K_{пр.в(n)} \cdot \theta}{b_{v(n)} \cdot \mu_{v(n)} \cdot \ln R_k/r_c}, \quad (3.9)$$

где 0,0864 - коэффициент, учитывающий размерности входящих в формулу величин; R_k, r_c - радиусы контура дренажа и скважины, м; θ - коэффициент совершенства вскрытия коллектора скважиной, доли ед.

Параметр f_v является функцией водонасыщенности, поскольку определяющие его параметры η_v, η_n и $K_{пр.н.эф}, K_{пр.в.эф}$ сами являются функциями водонасыщенности. С увеличением K_v значения $K_{пр.в.эф}$ и η_v увеличиваются, а $K_{пр.н.эф}$ и η_n уменьшаются. Поэтому для разделения коллекторов по характеру насыщенности вместо $K_v^*, K_{v.кр.}, K_v^{**}$ можно использовать критические значения $f_v^*, f_{v.кр.}$ и f_v^{**} , причем абсолютные значения этих параметров равны $f_v=0, f_{v.кр.}=0,5, f_v^{**}=1$. При $f_v=f_v^*$ пласты будут работать безводной нефтью, а при $f_v=f_v^{**}$ - чистой водой. При $f_v^* < f_v \leq f_{v.кр.}$ - пласты будут отдавать нефть и воду, а при $f_{v.кр.} < f_v < f_v^{**}$ - воду с пленкой нефти.

Расчеты по данным ГИС любого параметра (K_p, K_v и т.п.), а тем более такого сложного как f_v , всегда сопровождаются какой-либо погрешностью, связанной с погрешностями исходной геологической и геофизической информации.

При расчетах f_v используется интерпретационная модель, представляющая собой систему различных двухмерных и многомерных петрофизических зависимостей, связывающих физические параметры пластов с их фильтрационно-емкостными и технологическими свойствами. С учетом этого, критические значения f_v^* и f_v^{**} изменяются в диапазонах от $(f_v^* - \Delta f_v)$ до $(f_v^* + \Delta f_v)$ и от $(f_v^{**} - \Delta f_v)$ до $(f_v^{**} + \Delta f_v)$. Так как два крайних значения критических величин конкретны $(f_v^* - \Delta f_v)=0, (f_v^{**} + \Delta f_v)=1$, то определяющими при оценке характера насыщенности будут два других значения $(f_v^* + \Delta f_v)$ и $(f_v^{**} - \Delta f_v)$. Абсолютная погрешность Δf_v определяется по формуле

$$\Delta f_v = f_v + f_v \cdot \delta f_v, \quad (3.10)$$

где δf_v - относительная погрешность оценки доли воды в ожидаемом притоке.

Проверка интерпретационных моделей, используемых для расчета f_v , на устойчивость, показала, что при максимально допустимых погрешностях измерения геофизических и петрофизических параметров, параметр f_v в большинстве случаев определяется с погрешностью менее 10 % (рис. 3.6).

Для f_v^* доля пластов $n/\sum n$ с Δf_v более 10 % составляет 7 %, а для f_v^{**} - 25 %. Поскольку, в реальных условиях погрешности измерения геофизических и петрофизических параметров меньше максимально возможных, значения $f_v^* = 0,1$ и $f_v^{**} = 0,9$ можно считать надежно обоснованными для разделения коллекторов по характеру насыщенности.

На рис. 3.6 представлены фрагменты проверки системы петрофизических зависимостей на устойчивость по конечному параметру f_v для нижнемеловых отложений Комсомольского месторождения Западной Сибири. Расчеты выполнены по методу транспортировки конечных приращений. Система устойчиво работает в областях коллекторов с однофазным насыщением: углеводородами (зона I) и водой (зона 2).

3 - зоны, в которых достоверность определения насыщенности пластов при $f_v = 0,1$ гарантированы.

4 - зоны, в которых возможны ошибки в определении насыщенности пластов.

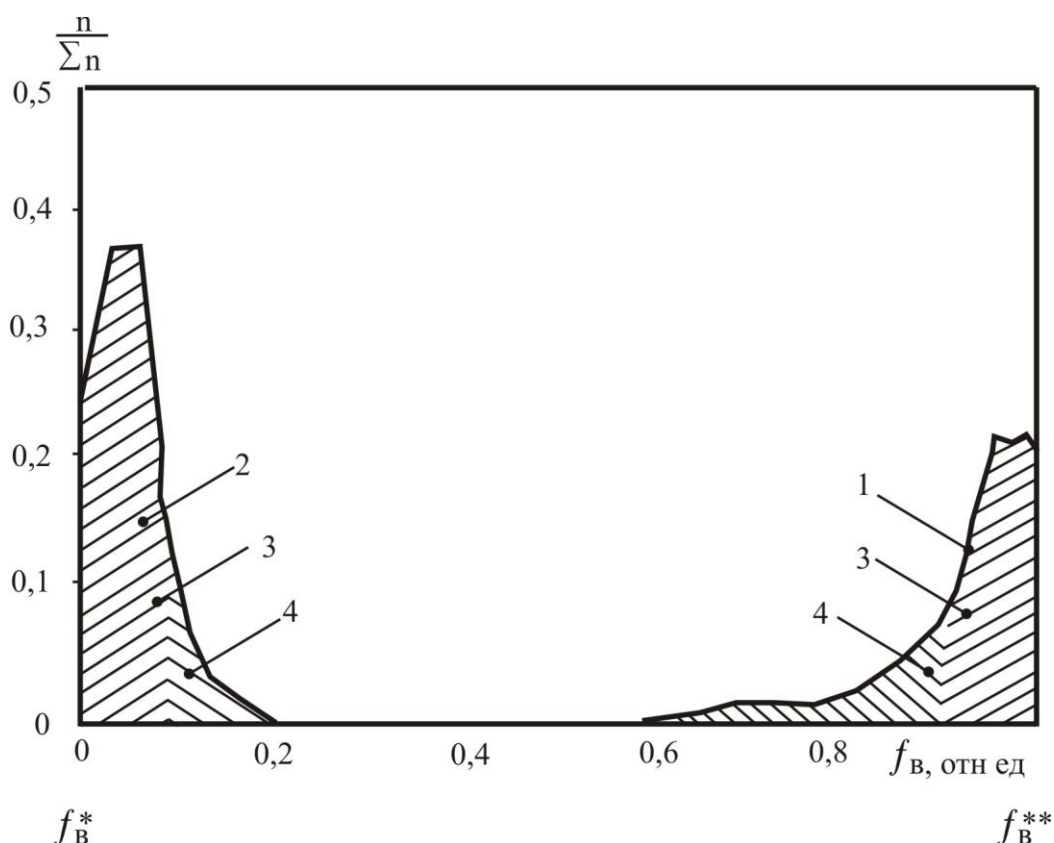


Рис. 3.6. Распределение "долей воды в ожидаемом притоке" по методике Монте-Карло в водоносном (I) и продуктивном (2) пластах при максимально возможных погрешностях исходной геолого-геофизической информации, входящей в петрофизическую модель для песчаников нижнего мела Северо-Комсомольского месторождения Западной Сибири

В области двухфазного насыщения (зона 3) параметр f_v может изменяться от 0 до 1, причем значения "0" и "1" являются критическими f_v^* и f_v^{**} .

Приняв $f_v = 0,1$ и $f_v = 0,9$, а в качестве первого значимого после нуля значения $f_v = 0,005$ максимально возможная относительная погрешность с которой можно оценивать величину δf_v^* будет равна 21, а $\delta f_v^{**} = 0,1$. В диапазоне изменения пористости от 0,15 до 0,25 относительные погрешности δf_v не превышают указанных значений. Поэтому можно считать, что в зоне двухфазной насыщенности система петрофизических зависимостей позволяет получать достоверные результаты.

Анализ показывает, что на качественном уровне выделение пластов с двухфазными потоками углеводородов и воды по граничным значениям f_v^* и f_v^{**} выполняется уверенно.

Параметр f_v тесно связан с фильтрационными и физическими характеристиками пластовых флюидов, поэтому использование его для разделения коллекторов по характеру насыщения является наиболее обоснованным.

Определение границ зоны двухфазного притока осуществляется по критическим значениям параметра f_v ($f_v^* = 0,1$ и $f_v^{**} = 0,9$), или водонасыщенности K_v (K_v^* и K_v^{**}), при которых относительная проницаемость смачивающей фазы (воды) и несмачивающей фазы (нефти, газа) равны нулю. Первая соответствует кровле, а вторая - подошве зоны двухфазного притока.

На движение пластовых флюидов при испытании наряду с фильтрационно-емкостными свойствами пласта значительное влияние оказывают физические свойства насыщающих поровое пространство флюидов в пластовых условиях (рис. 3.7). К ним относятся плотность, вязкость и сжимаемость газа, нефти и воды. При прогнозировании эксплуатационных характеристик пластов с однофазным и двухфазным насыщением по данным ГИС необходимо использовать данные о физических свойствах пластовых флюидов, наиболее приближенные к истинным.

Основными технологическими факторами скважины, определяющими добывные возможности пласта-коллектора, являются размеры скважины и радиус контура ее питания, фильтрационные сопротивления, ухудшающие состояние прискважинной зоны пласта в процессе его вскрытия бурением, цементирования и перфорирования пласта.

Для эффективного планирования работ на скважине в процессе ее испытания или эксплуатации требуется знать добывные возможности пласта, которые можно получать в гидродинамически совершенных и несовершенных скважинах. Сравнение прогнозных "фактических" и потенциальных эксплуатационных характеристик дает возможность выбрать эффективную технологию заканчивания скважины и проводимых на скважине технологических операций, правильно выбрать методы интенсификации притока в скважину.

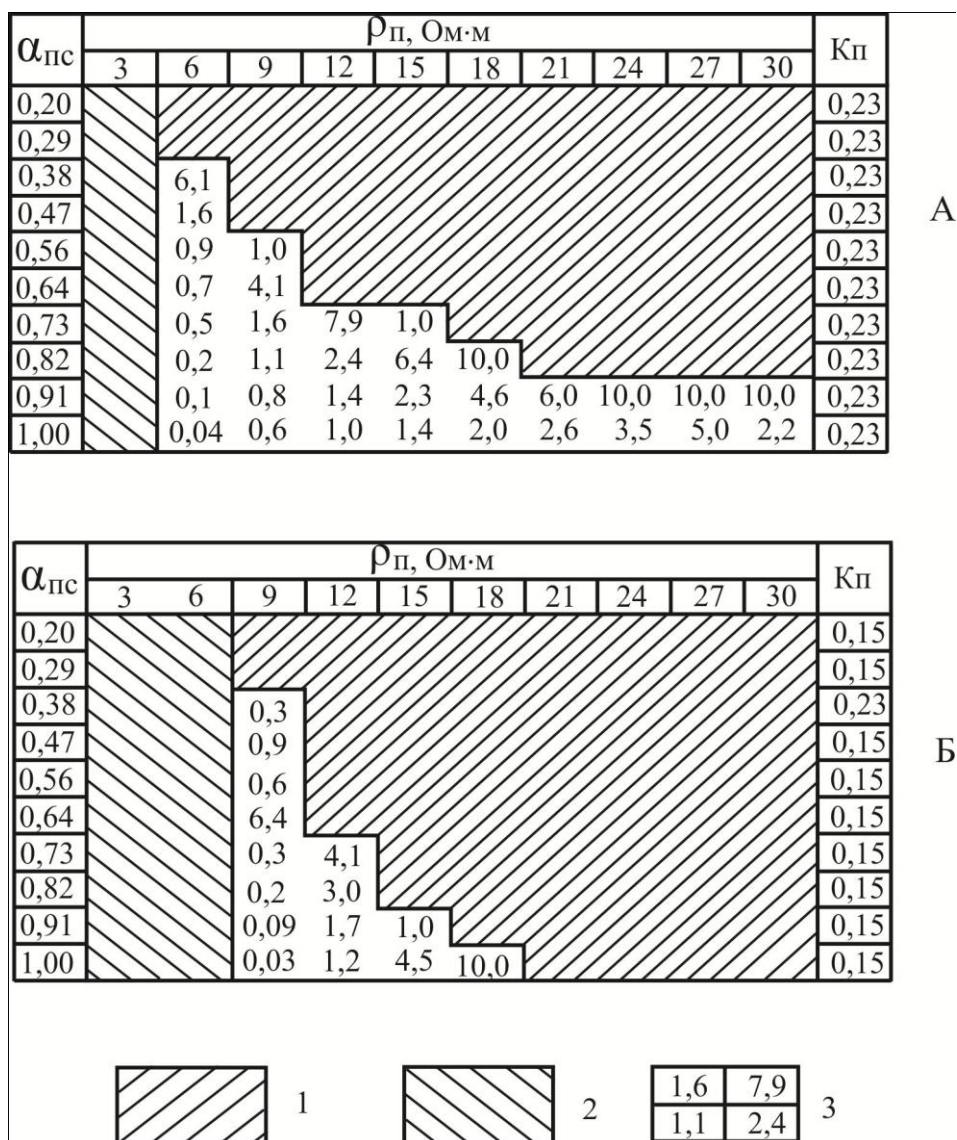


Рис. 3.7. Зоны суммарных погрешностей оценки параметра f_v ($\rho_{\text{п}}$, $\alpha_{\text{пс}}$, $K_{\text{п}}$) для пород с $K_{\text{п}} = 0,23$ (а) и $0,15$ (б):
 Зоны: 1- $f_v \leq 0,1$ - однофазный приток углеводородов;
 2- $f_v > 0,9$ - однофазный приток воды;
 3- $0,1 < f_v < 0,9$ - двухфазный приток углеводородов и воды.
 Погрешность f_v при заданном $\rho_{\text{п}}$, $\alpha_{\text{пс}}$ и $K_{\text{п}}$

Приток жидкости или газа в реальную скважину (гидродинамически несовершенную) отличается от притока в гидродинамическую совершенную скважину тем, что в призабойной зоне и на забое скважины возникают дополнительные фильтрационные сопротивления из-за искривления и сгущения линий токов. Выделяются следующие виды гидродинамического несовершенства скважин:

— по степени вскрытия пласта: скважина вскрывает продуктивный пласт не на всю толщину пласта;

- по характеру вскрытия пласта: связь пласта со скважиной осуществляется не через открытый забой, а через перфорационные каналы;
- по качеству вскрытия пласта: проницаемость призабойной зоны снижена по отношению к естественной проницаемости пласта.

Степень гидродинамической связи пласта и скважины характеризуется коэффициентом гидродинамического совершенства ϕ , под которым понимается отношение дебита гидродинамически несовершенной скважины к потенциальному, определяемым по формуле

$$\phi = \frac{Q_{\text{реал.}}}{Q_{\text{пот.}}} = \frac{\lg \frac{R_r}{r_c}}{\lg \frac{R_r}{r_c} + C_1 + C_2 + S_B} \quad (3.11)$$

Фильтрационные сопротивления C_1 и C_2 зависят от числа перфорационных отверстий $n_{\text{по}}$, их диаметра - $d_{\text{по}}$, характера размещения отверстий на поверхности обсадной колонны, глубины каналов $l_{\text{по}}$ в породе и толщины вскрытия пласта $h_{\text{вск.}}$ и могут быть рассчитаны по формулам Щурова В.И.

Суммарный скин-эффект от кольтматации породы твердой фазой бурового раствора и ухудшения проницаемости в зоне проникновения определяется следующим образом. Для определения водонасыщенности K_v рекомендуется использовать параметр K_v , функционально связанный с проницаемостями естественной $K_{\text{пр}}$ и в зоне проникновения $K_{\text{пр.зп}}$.

На основе данных, получаемых по ГИС и другим источникам, прогнозирование дебитов нефти Q_n , воды Q_v и газа Q_g в конечном счете сводится к расчету следующих параметров по общеизвестным формулам

$$Q_n = \frac{2\pi \cdot h_{\text{эф}} \cdot K_{\text{пр.н.}} \cdot \rho_n \cdot \Delta P}{B_n \cdot \mu_n \cdot \ln \frac{R_k}{r_{c \text{ пр}}}} \quad (3.12)$$

$$Q_v = \frac{2\pi \cdot h_{\text{эф}} \cdot K_{\text{пр.в.}} \cdot \rho_v \cdot \Delta P}{B_v \cdot \mu_v \cdot \ln \frac{R_k}{r_{c \text{ пр}}}} \quad (3.13)$$

где ρ_n , ρ_v - плотности нефти и воды в пластовых условиях, кг/м^3 ; μ_n , μ_v - вязкости нефти и вода в пластовых условиях, $\text{мПа}\cdot\text{с}$; R_k , $r_{c \text{ пр}}$ - радиусы контура питания скважины и приведенный радиус скважины, м; B_n , B_v - коэффициенты сжимаемости нефти и воды.

$$Q_g = \frac{\rho_{\text{го}} \cdot \pi \cdot h_{\text{эф}} \cdot K_{\text{пр.г.}} \cdot (P_{\text{пл.}}^2 - P_{\text{заб.}}^2)}{P_o \cdot \mu_g \cdot \ln \frac{R_k}{r_{c \text{ пр}}}} \quad (3.14)$$

где $\rho_{го}$ - плотность газа в атмосферных условиях; P_o -атмосферное давление;
 $\mu_{г}$ - вязкость газа в пластовых условиях, мПа·с.

Коэффициенты продуктивности по нефти q_n , воде q_v и газу q_g

$$q_n = \frac{Q_n}{\Delta P} = \frac{2\pi \cdot \rho_n \cdot h_{эф}}{B_n \cdot \mu_n \cdot \ln \frac{R_K}{r_c}} K_{пр.н} \quad (3.15)$$

$$q_v = \frac{Q_v}{\Delta P} = \frac{2\pi \cdot \rho_v \cdot h_{эф}}{B_v \cdot \mu_v \cdot \ln \frac{R_K}{r_c}} K_{пр.в} \quad (3.16)$$

$$q_g = \frac{Q_g}{\Delta P} = \frac{2\pi \cdot \rho_g \cdot h_{эф}}{B_g \cdot \mu_g \cdot \ln \frac{R_K}{r_c}} K_{пр.г} \quad (3.17)$$

$$\Delta P = P_{пл} - P_{заб}; \Delta P = P^2_{пл} - P^2_{заб} \quad (3.18)$$

В высокодебитных газовых скважинах между разностью $P^2_{пл}-P^2_{заб}$ и Q_g наблюдается соотношение

$$\frac{P^2_{пл.} - P^2_{заб.}}{Q_g} = A + B \cdot Q_g, \quad (3.19)$$

где A и B - коэффициенты линейной связи, контролирующие фильтрационные сопротивления C_1, C_2 и K_v .

Коэффициенты A и B определяются опытным путем по данным исследования скважины при нескольких установившихся режимах путем построения индикаторной диаграммы в координатах $(P^2_{пл}-P^2_{заб})/Q_g$ и Q_g . Аналитические выражения для расчета коэффициентов имеют вид

$$A = \frac{\mu_g \cdot Z \cdot P_o \cdot T_{пл.}}{\pi \cdot K_{прг} \cdot h_{эф} \cdot T_o} \cdot \ln \left(\frac{R_K}{r_c} + C_1 + C_2 \right) \quad (3.20)$$

$$B = \frac{\rho_g \cdot Z \cdot P_o \cdot T_{пл.}^2 \cdot \beta \cdot (1 + r_c \cdot C_1 + r_c \cdot C_2)}{2\pi^2 \cdot h_{эф}^2 \cdot T_o^2} \quad (3.21)$$

Используя данные ГИС параметров, используемых при подсчете запасов и при прогнозировании эксплуатационных характеристик пласта-коллектора с однофазной и двухфазной насыщенностью, можно сделать следующие выводы:

Для большинства новых нефтегазоразведочных районов, продуктивные пласты которых представлены породами со сложным строением порового пространства и насыщения, для решения задач, связанных, с определением подсчетных параметров, стандартных приемов обработки и интер-

претации, базирующихся на старых (в основном, электрических) методах ГИС, и устаревших (в основном, двухмерных) петрофизических связях (типа $K_p(\alpha_{nc})$ и $R(K_p)$, $R_n(K_v)$ и т.п.), явно недостаточно. Успешно решать стоящие перед ГИС задачи можно на основе информации, получаемой по данным при использовании нетрадиционных двухмерных линейных петрофизических зависимостей, а многомерных - линейных и нелинейных, отражающих ФЕС и физические свойства пластов во всем их многообразии. При определении K_p в терригенных пластах по предложенным для месторождений Тимано-Печорской провинции и Западной Сибири палеткам $K_p(\alpha_{nc}, \Delta t)$, погрешности составляют от 0,095 до 0,129. Оценка K_v по палеткам $K_v(\rho_p, K_p, K_{pr})$ может быть проведена с погрешностью 0,104, в то время, как по зависимостям параметра пористости P от пористости K_p и параметра насыщения R_n от пористости K_p , погрешность оценки K_v достигает 0,21.

Для выделения коллекторов с двухфазными потоками флюидов необходимо использовать параметр, характеризующий долю воды в ожидаемом притоке f_v , учитывающий не только ФЕС пласта-коллектора, но и различия в физических свойствах пластовых флюидов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате научного обобщения и анализа материалов геологического строения месторождений, геолого-промысловых исследований, выполнения экспериментальных исследований установлены основные факторы, влияющие на сохранение фильтрационных характеристик пород при вскрытии их в процессе бурения и освоения.

Предложены методики проведения экспериментальных исследований с различными по своему технологическому назначению жидкостей. Рассмотрены результаты геолого-промысловых работ при вскрытии и освоении различных типов коллекторов от поровых до трещинно-поровых. Предложены основные методы выделения продуктивных пластов по данным геолого-технических и геофизических исследований.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сурцов, В.С.. Перспективы ниже среднеюрских отложений Ямало-Ненецкого округа [Текст] / В.С. Сурцов, А.М. Казаков, [и др.] // Геология нефти и газа. - М.: Недра, Вып. 11 - 1998. - С. 8-20.
2. Бородкин, В.Н.. Характеристика строения условия седиментации и нефтегазоносности резервуаров ачимовской толщи и их шельфовых отложений в пределах Уренгойского района [Текст] / В.Н. Бородкин, А.М. Брехунцов, Н.П. Дещеня // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - М.: Недра, Вып. 5 - 2001.- С. 16-24.
3. Бабушкина, А.Н. Выделение коллекторов и определение подсчетных параметров в ачимовской толще Уренгойско-Пуровской зоны Западной Сибири. [Текст] / А.Н. Бабушкина // Дис. канд. геол.-минер. наук. – Тверь, 1995. - 130 с.
4. Гибайдуллин, Н.З.. Исследование влияния концентрационной поляризации в поверхностных тонких пленках на фазовую проницаемость кернов. [Текст] / Н.З. Гибайдуллин, Л.П. Вахрушев [и др.] // Тр. БашНИПИнефть - Уфа, 2003. - С. 227-228.
5. Попов, И.П. Об особенностях испытания скважин в коллекторах порово-трещинного типа. [Текст] / И.П. Попов // Геология нефти и газа. Вып. 11– 1993. – С. 42-47.
6. Попов, И.П. Состояние и перспективы повышения эффективности освоения месторождений Западной Сибири [Текст] / И.П. Попов // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. Вып. 4 - 1994. – С. 40-44.
7. Попов, И.П. Основные направления повышения эффективности поисков, оценки и разработки месторождений Западной Сибири. [Текст] / И.П. Попов // Нефтяное хозяйство. Вып. 9 - 1995. – С. 21-23.
8. Иванова, М.М. Регулирование фильтрационных свойств пласта в около скважинных зонах. [Текст] / М.М. Иванова, Н.Н. Михайлов, Р.С. Яремийчук / Обз. информ. сер. Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. Вып. 15 - 1988. – С. 4-50.
9. Фоменко, В.Г. Критерии для разделения коллекторов по насыщенности и прогнозирование состава ожидаемых из них притоков при испытаниях. [Текст] / В.Г. Фоменко // Геология нефти и газа. Вып. 5 - 1993. – С. 20-25.

Для заметок

Учебное издание

Паникаровский Валентин Васильевич
Попов Иван Павлович
Паникаровский Евгений Валентинович

**ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ВСКРЫТИЯ
ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ**

В авторской редакции

Подписано в печать 18.02.2010. Формат 60х90 1/16. Усл. печ. л. 6,25.
Тираж 100 экз. Заказ № 30.

Библиотечно-издательский комплекс
государственного образовательного учреждения
высшего профессионального образования
«Тюменский государственный нефтегазовый университет».
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно-издательского комплекса.
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52.