

МЕТОДИКА И АППАРАТУРА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ИЗ МОДЕЛЕЙ НЕОДНОРОДНЫХ ПЛАСТОВ ВОДОЙ И С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПОЛИМЕРДИСПЕРСНЫХ СИСТЕМ

5.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Наиболее достоверным, наглядным, а иногда и самым доступным способом обоснования применимости физико-химических методов увеличения нефтеотдачи является эксперимент по нефтевытеснению из модели пласта. Важным элементом этого этапа исследований по разработке новых технологий УНП является правильный выбор адекватных моделей пласта и методики подготовки и проведения лабораторных экспериментов.

Необходимость правильного моделирования в лабораторных условиях физико-химических методов увеличения нефтеотдачи вызвана не только научной значимостью, но и, главным образом, большой практической актуальностью, так как именно на базе лабораторных исследований создаются технологические схемы и проводятся опытно-промышленные работы по применению современных методов увеличения нефтеотдачи. Неверные выводы на стадии лабораторного моделирования могут либо дискредитировать высокоэффективный метод, либо, наоборот, вызвать неоправданно большие материальные затраты при внедрении в промышленных масштабах малоэффективного способа увеличения нефтеотдачи. При этом следует подчеркнуть, что речь идет не только о величине прироста коэффициента вытеснения. На стадии лабораторного моделирования необходимы заключения о расходе реагентов на взаимодействие с нефтью, породой и остаточ-

ной водой, выборе наиболее технологичных реагентов, их концентрации, объема оторочки, последовательности закачки и т.д.

Обширный круг вопросов, связанных с проведением лабораторных экспериментов по вытеснению нефти растворами химреагентов, целесообразно сгруппировать, выделив среди них следующие основные:

- подготовка образца;
 - подготовка модели нефти;
 - проведение опыта;
 - оценка расхода реагента;
 - выбор оптимальной технологии.
- Рассмотрим эти вопросы более подробно.

5.2. ВЫБОР МОДЕЛЕЙ ПОРИСТЫХ СРЕД

На основе обобщения результатов теоретических и экспериментальных исследований, выполненных во ВНИИнефть, БашНИПИнефть, ТатНИПИнефть, НИИНефтеотдача, УГНТУ, СибНИИНП, ПермьНИПИнефть и других исследовательских учреждениях, принимается, что на величину коэффициента нефтеотдачи неоднородного пласта при вытеснении нефти водой и растворами химреагентов существенно влияют такие факторы, как состав и свойства нефти; свойства пластовых и закачиваемых вод; тип, минералогический состав, физико-химические свойства, размеры оторочек и технология закачки растворов химреагентов; совокупность форм и значения остаточной нефтенасыщенности пласта к началу применения технологии увеличения нефтеотдачи.

Важнейшими факторами, влияющими на процессы вытеснения нефти из неоднородных пластов, являются состав нефти, содержание в ней поверхностно-активных и структурообразующих компонентов, определяющих реологические и фильтрационные свойства нефти. Большую роль играет содержание компонентов, характеризующих адсорбционные и диффузионные процессы в пластовых системах.

Одной из причин, снижающих эффективность способов повышения нефтеотдачи с применением оторочек различных технологических жидкостей, является неоднородность пласта. В частности, наиболее распространенная послойная неоднородность продуктивного пласта приводит к нарушению условий оптимальности и непрерывности объема оторочек. Степень влияния этого фактора на выработку запасов нефти за-

висит от соотношения коэффициентов проницаемости отдельных прослоев, а в реальных пластах и от коэффициента расчлененности продуктивного пласта. Существенно влияет зональная неоднородность и прерывистое строение пласта-коллектора. Неоднородность пористой среды оказывает влияние на механизм нефтеотдачи не только из-за нарушения оптимальности объемов и непрерывистости оторочек, но и за счет изменения характера смачиваемости поверхности породы вытесняющей жидкостью.

Известно, что некоторые процессы, способствующие увеличению коэффициента охвата пласта воздействием, такие как противоточная капиллярная пропитка, фильтрация нефти из более нефтенасыщенных прослоев в менее нефтенасыщенные могут происходить в неоднородных пластах при наличии гидродинамической связи между прослоями. В связи с этим наличие или отсутствие гидродинамической связи следует считать одним из факторов, влияющих на полноту вытеснения нефти из неоднородного пласта. При количественной оценке влияния этого фактора в реальных пластах необходимо пользоваться коэффициентом гидродинамической связанности пластов.

При разработке залежей нефти, обладающей существенными аномалиями вязкости, важное значение приобретают величины создаваемых градиентов давления на фронте вытеснения и способность композиционных систем или химреагентов улучшать реологические и фильтрационные свойства нефтей.

Вязкость растворов химических реагентов, межфазное натяжение на границе с нефтью, а также размеры оторочек этих систем рассматриваются как факторы, влияющие на коэффициент нефтеотдачи пласта.

Физические основы процессов вытеснения нефти из неоднородных пластов водой и с использованием различных водоизолирующих составов и растворов полимеров изучены недостаточно полно. В связи с этим прогнозирование коэффициентов вытеснения нефти из пористых сред и охвата воздействием неоднородного пласта на стадии проектирования промысловых экспериментов путем математического моделирования затруднительно. Для решения этой задачи на данном этапе следует использовать результаты экспериментальных исследований, выполненных с соблюдением условий приближенного моделирования процессов вытеснения остаточной нефти из моделей неоднородных пористых сред.

При проведении лабораторных опытов с моделированием

условий терригенных коллекторов могут применяться насыпные модели пористых сред с использованием кварцевого песка или помола естественных кернов, извлеченных из продуктивного пласта, а также модели, составленные из нескольких образцов естественных кернов. Для этой цели могут быть использованы и искусственные цементированные модели, изготовленные по специальным технологиям, разработанным с учетом минералогического состава и физических свойств пород изучаемого объекта.

В лабораторных исследованиях, выполненных нами с целью изучения закономерностей вытеснения нефти из пористо-неоднородных пластов, в основном использованы насыпные модели пористых сред. Заданные значения коэффициентов проницаемостей обеспечивались путем подбора фракций кварцевого песка, степени и способа его уплотнения.

В отдельных экспериментах применялись также составные модели из естественных кернов и искусственно цементированные модели пористой среды, изготовленные в лабораторных условиях.

Для уплотнения песка и предотвращения проскальзывания вытесняющей жидкости на внешнюю поверхность манжеты подается давление воздуха или минерального масла. При использовании длинных кернодержателей без бокового обжима, представляющего собой трубку из нержавеющей стали, для устранения проскальзывания жидкости внутренняя стенка кернодержателя покрывается слоем песка на эпоксидной основе или делается винтовая нарезка с шагом не более 0,8 мм.

Подготовка кварцевого песка производится по следующей технологии. Исходный кварцевый песок широкой фракции засыпают в эксикатор, заливают 30%-ным раствором соляной кислоты и выдерживают в кислотном растворе в течение 72 ч, периодически размешивая фарфоровой ложкой. Песок в эксикаторе, из которого слит раствор кислоты, отмывают дистиллированной водой. Степень отмыва песка проверяется лакмусовой бумажкой. Промытый песок следует просушить в сушильном шкафу при температуре 105 °С до постоянной массы, после чего его вручную просеивают крупным ситом (0,8 или 1,2 мм) для удаления крупных галек и сора.

Предварительно просеянный песок пускается в помол в мельницах с облицованной внутренней поверхностью барабана керамикой. Степень загрузки барабана вместе с шарами не должна превышать 0,5 его объема. Продолжительность помола определяется опытным путем и зависит от требуемого

значения коэффициента проницаемости модели пласта. Помол из барабана мельницы высыпает в 20-литровую бутылку и заливают дистиллированной водой, перемешивают и через 4 мин воду со взвешенной в ней пылью сливают. Эту операцию повторяют 3–4 раза. Отмученный помол песка необходимо сушить в эмалированной кастрюле в сушильном шкафу при температуре 105 °С до постоянной массы. После просушки помол песка рассеивают по фракциям в течение 40 мин.

Модель послойно неоднородного пласта с гидродинамически не связанными пропластками создается путем использования двух или более параллельно включаемых в систему вытеснения кернодержателей с разными коэффициентами проницаемости пористой среды.

Модели неоднородного пласта, состоящего из двух гидродинамически связанных пропластков, готовят с использованием кернодержателей специальной конструкции. Кернодержателем служит труба из нержавеющей стали с внутренним диаметром не менее 30 мм, длиной 1 м. На одном конце кернодержателя устанавливается резиновая пробка с закрепленной вдоль образующей стальной перфорированной пластиной. Ширина пластины соответствует внутреннему диаметру кернодержателя. К пластине прикрепляется хлопчатобумажная ткань длиной, несколько большей длины кернодержателя. Таким образом, полость кернодержателя разделяется с помощью пластины и ткани на две равные половины. По обе стороны стальной пластины в пробке устанавливают две выходные трубки диаметром 6 мм для отбора жидкости. После предварительной подготовки кернодержателя каждая половина полости трубы заполняется предварительно подготовленным песком «крупной» и «мелкой» фракций. Концы кернодержателя закрываются, и кернодержатель устанавливается на вибростенд для уплотнения на заданное время. Коэффициенты проницаемости отдельных прослоев по воздуху изменяют путем набивки отдельных кернодержателей песком соответствующей фракции при одинаковом уплотнении.

При использовании в качестве моделей пласта естественных кернов применяют составной образец длиной не менее 300 мм, монтируемый из отдельных цилиндрических образцов с ненарушенной структурой диаметром не менее 27 мм. При определении коэффициента вытеснения нефти из трещиновато-кавернозных или трещиновато-порово-кавернозных пород необходимо применять образцы диаметром не менее 40 мм.

Цилиндрические образцы высверливаются из керна параллельно напластованию с обработкой торцевой поверхности перпендикулярно оси цилиндра. Длина отдельных цилиндрических образцов должна быть не менее 25 мм.

В случае малой анизотропии породы (при различии значений коэффициентов проницаемости по напластованию и перпендикулярно напластованию менее, чем в 1,5 раза) допускается применение цилиндрических образцов, высверленных перпендикулярно напластованию.

Отдельные цилиндрические образцы, высверленные из керна, должны быть освобождены от нефти спиртобензольной смесью (примерное соотношение 1:2) или хлороформом и отмыты от солей с последующей сушкой до постоянной массы при температуре, не превышающей 105 °С. При наличии повышенной глинистости следует сушить их при температуре не более 80 °С. Для ускорения сушки допускается помещать образцы над хлористым кальцием или в вакуумный шкаф.

В опытах должны исследоваться образцы пород тех продуктивных отложений, для которых будет проектироваться рассматриваемый физико-химический метод. Использование образцов пород других объектов, и особенно насыпных моделей, с целью получения данных для определения эффективности недопустимо, так как наряду с вязкостью нефти, содержанием в ней асфальтосмолистых комплексов, парафинов и т.д., а также свойствами вод, содержащихся в пласте и используемых для вытеснения, существенную роль играет неоднородность скелета породы как по строению порового пространства, так и по химическим свойствам поверхности фильтрующих пор и каналов. Следует подчеркнуть, что в опытах должны использоваться образцы только из нефтенасыщенной части пласта, которые после экстракции по показателю смачиваемости обычно резко отличаются от образцов водонасыщенной части. Последнее может привести к различным значениям коэффициента вытеснения K_v по воде и растворам химреагентов.

Изменение проницаемости в пределах составной колонки не должно превышать 50 % от среднего значения. Газопроницаемость отдельных образцов керна следует замерять при фильтрации газа (воздуха, азота) на установках типа ГК-5 при всестороннем давлении обжима 2 МПа. Среднюю проницаемость модели пласта $\bar{k}$ определяют экспериментально или вычисляют по формуле

$$k = \sum_{i=1}^n l_i : \sum_{i=1}^n \frac{l_i}{k_i}, \quad (5.1)$$

где n — число образцов кернов в модели пласта; i — номер образца керна; l — длина i -го образца, см; k_i — газопроницаемость i -го образца, мкм².

Открытая пористость и объем пор образцов керна определяются методом насыщения пластовой водой или ее моделью. В качестве модели пластовой воды необходимо применять водные растворы хлористого натрия и хлористого кальция или шестикомпонентной смеси (Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , Cl^- , HCO_3^- , SO_4^{2-}). Остаточную воду в образцах керна перед опытом следует создавать одним из косвенных методов (центрифугирования, капиллярной вытяжки, капилляриметрии, вытеснения воды углеводородными жидкостями Мессера) или сочетанием нескольких методов, которые обеспечивают соответствие содержания воды в образцах керна водонасыщенности породы в пластовых условиях.

Открытую пористость m_0 , остаточную водонасыщенность $\sigma_{\text{св}}$ и объем пор V_n модели пласта рассчитывают по формулам

$$m_0 = \left(\sum_{i=1}^n G_{3i} - \sum_{i=1}^n G_{1i} \right) / \left(\sum_{i=1}^n G_{3i} - \sum_{i=1}^n G_{2i} \right); \quad (5.2)$$

$$\sigma_{\text{св}} = \left(\sum_{i=1}^n G_{4i} - \sum_{i=1}^n G_{1i} \right) / \left(\sum_{i=1}^n G_{3i} - \sum_{i=1}^n G_{1i} \right); \quad (5.3)$$

$$V_n = \sum_{i=1}^n V_{ni} = \left(\sum_{i=1}^n G_{3i} - \sum_{i=1}^n G_{1i} \right) G_{4i} : \rho_{\text{в}}, \quad (5.4)$$

где G_{3i} — масса i -го образца, насыщенного водой, при взвешивании в воздухе, г; G_{1i} — масса сухого i -го образца перед опытом, г; G_{2i} — масса i -го образца, насыщенного водой, при взвешивании в воде, г; G_{4i} — масса i -го образца с остаточной водой, г; V_n — объем пор i -го образца, см³; $\rho_{\text{в}}$ — плотность воды в образце, г/см³.

При многократном использовании в опытах естественных образцов пород следует применять один растворитель и фиксировать продолжительность экстракции с тем, чтобы не внести существенных изменений в характер естественной смачиваемости. Перед опытами по вытеснению следует проверить смачиваемость образца (ОСТ 39-180—85) [119, 120]. Это вызвано тем, что смачиваемость весьма существенно (до 10 % абсолютных и более) влияет на коэффициент вытеснения $K_{\text{в}}$

и может значительно меняться как за счет длительного хранения на воздухе, так и в результате проведения предварительных работ с образцами. О характере смачиваемости и ее изменении можно также судить, измерив фазовую проницаемость собранной модели по керосину и нефти. В случае значительного (в 3–7 раз) отличия между средней газопроницаемостью модели и фазовой проницаемостью по углеводородам можно заключить, что модель гидрофобна. Коэффициент вытеснения по воде в этом случае окажется низким, а применение гидрофилизирующих поверхность породы растворов может значительно повысить коэффициент вытеснения нефти.

Следует отметить, что естественные образцы песчаника, получаемые из кернов, поднятых при бурении скважин, имеют очень небольшие линейные размеры. Если образцы песчаника высверливать из кернов параллельно напластованию, то их длина будет не более 40–50 мм.

Кроме того, работа с естественными образцами песчаника заметно усложняется, если фильтруется не материнская жидкость. Физико-химическое взаимодействие поверхности пористой среды с инородной жидкостью может привести к изменению структуры порового пространства как вообще, так и в процессе фильтрации.

Оценочные лабораторные исследования показали, что в опытах по вытеснению нефти из моделей послойно неоднородных пластов, в связи с необходимостью изменения коэффициентов проницаемости в широких пределах, длина модели должна быть не менее 0,5 м.

По этой причине была разработана методика изготовления искусственных образцов песчаника больших размеров с учетом рекомендаций и опыта кафедры разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений УГНТУ (канд. техн. наук К.Я. Коробов).

В рассматриваемой методике в качестве исходного материала для изготовления образцов также используются маршаллит и кварцевый песок узкой фракции с диаметром песчинок 0,1–0,2 мм. Изменяя процентное содержание маршаллита, можно получить образцы песчаника различной проницаемости. При этом диапазон изменения проницаемости довольно широкий (от 0,05 до $4\div 6$ мкм²). Фракционный состав и порометрическая характеристика образцов, как уже указывалось выше, будут соответствовать девонским и угленосным песчаникам месторождений Татарии и Башкирии.

В качестве цементирующего вещества используется гли-

нопорошок, применяемый для изготовления запальных свечей автомобилей. Порошок изготавливается из каолиновой глины, используемой в производстве фарфора. Для спекания образцов из смеси маршаллита, кварцевого песка и глинопорошка требуется определенный температурный режим.

Методика изготовления искусственных образцов песчаника состоит в подготовке исходного материала, прессовании смеси, сушке образцов и их термической обработке.

В первую очередь производится помол кварцевого песка, применяемого при производстве электроламп. Этот песок обычно содержит очень мало примесей. С помощью сит соответствующих номеров отсеивают узкую фракцию с диаметром зерен 0,1— 0,2 мм. Отсеянную фракцию тщательно промывают сначала в слабом растворе соляной кислоты, а затем дистиллированной водой. После промывки песок просушивают.

Для получения малопроницаемых кернов также дополнительно просеивают маршаллит, из которого отсеиваются фракции более 0,1 мм.

Затем тщательно перемешивают в ступке маршаллит и песок фракции 0,1— 0,2 мм. Изменение проницаемости изготавливаемых образцов песчаника достигается путем изменения процентного соотношения маршаллита в смеси, а также путем изменения нагрузки при прессовании образцов. Поэтому готовят смеси маршаллита и песка фракции 0,1— 0,2 мм в следующих процентных соотношениях:

просеянный маршаллит (маршаллит, из которого отсеяны фракции песка более 0,1 мм);

смеси просеянного маршаллита и песка с концентрацией маршаллита 100, 90, 80, 70, 60, 50, 40, 30, 20, 10 % (по массе).

В каждом случае навеску смеси подбирают опытным путем, исходя из объема (размера) образца песчаника. При уменьшении процентного содержания маршаллита в смеси следует несколько увеличить общую массу компонентов. В этом случае образцы получаются практически одинаковых размеров. Если же общая масса компонентов в различных смесях будет одинаковой, то образцы с малым содержанием маршаллита могут оказаться негабаритными.

Одновременно с приготовлением смесей песка и маршаллита производится затворение цементирующей глины (каолиновой глины).

Для этого глина истирается в порошок и затворяется в дистиллированной воде. На две части воды по массе берется одна часть глинистого порошка. Глинистый порошок тща-

тельно перемешивают в воде до получения гелеобразной массы. Эта смесь остается в покое на 24—36 ч и затем снова тщательно перемешивается.

В каждую навеску смеси маршаллита и песка добавляют приготовленный глинистый раствор и все это тщательно перемешивают в фарфоровой ступке до получения однородной массы серого цвета. Содержание глинистого раствора (цементирующего вещества) составляет по массе 12—15 % от массы смеси маршаллита и песка. В этом случае содержание глины в образце после просушки составит 4—5 % (по массе). Содержание глинистого раствора в образцах с меньшим содержанием маршаллита следует увеличивать постепенно от 12 до 15 % соответственно в смесях со 100 % и 10%-ным содержанием маршаллита. Полученная однородная масса смеси маршаллита, песка и глинистого раствора является готовым составом для изготовления искусственных образцов песчаника.

Изготовление искусственных образцов под прессом производится в соответствующей пресс-форме. Нами изготовлена и использована цилиндрическая пресс-форма конструкции К.Я. Коробова, размеры которой выбраны исходя из наиболее ходовых размеров образцов песчаника, получаемых из кернов. Конструкция пресс-формы показана на рис. 5.1. Пресс-форма состоит из корпуса 1, крышки 2 и пуансона 3. Внутренняя поверхность корпуса и рабочая поверхность пуансона — полированные.

Крышку пресс-формы с помощью двух винтов крепят к корпусу. После этого в пресс-форму загружают приготовленную ранее смесь маршаллита, кварцевого песка и глинистого раствора. Массу смеси подбирают опытным путем, исходя из минимально допустимой длины изготавливаемого образца. Загружаемую смесь тщательно утрамбовывают с помощью пуансона.

Затем пресс-форму ставят под пресс. Величина нагрузки, создаваемой прессом, должна примерно соответствовать величине горного давления. Расчеты показывают, что при длине пресс-формы 20—25 см, имитация горного давления на девонские продуктивные пласты, примерно равного 40 МПа, достигается созданием нагрузки в 5000—6000 кг. Не следует создавать слишком высокие нагрузки при прессовании, поскольку возможно образование конусообразных трещин в образце.

При изготовлении образцов под прессом нагрузку постепенно увеличивают от нуля до максимальной в течение

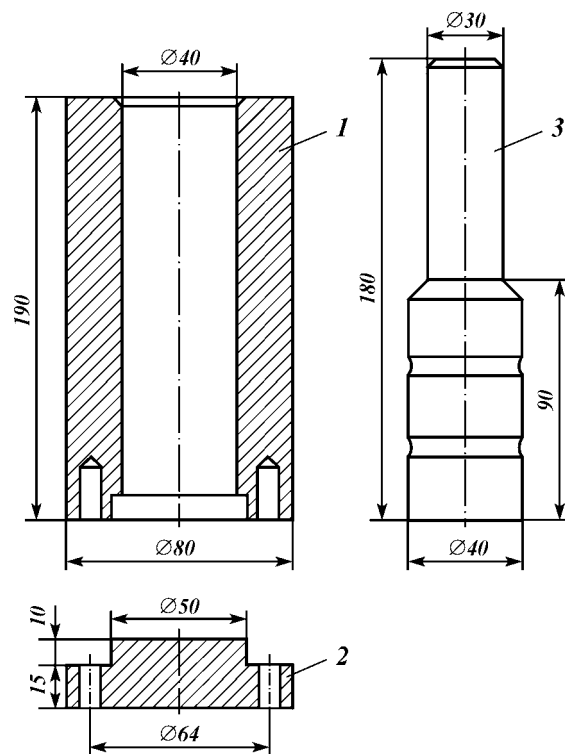


Рис. 5.1. Пресс-форма для изготовления искусственных образцов песчаника

30—40 мин. Максимальная нагрузка выдерживается 15—20 мин. Затем в течение 30 и 40 мин постепенно уменьшают нагрузку до нуля.

Пресс-форму вынимают из-под пресса. Винты крышки отвинчивают. Осторожно снимают крышку. На торце образца со стороны крышки ставят номер образца. Затем с помощью пуансона образец песчаника извлекают из корпуса пресс-формы. При извлечении образца из пресс-формы необходимо соблюдать осторожность в связи с возможностью его разрушения.

Спрессованные образцы сначала сушат при комнатной температуре в течение 3—4 сут, затем загружают в сушильный шкаф, в котором образцы сушатся 8 ч при температуре 100—105 °С.

Термическая обработка производится с целью спекания

частиц глины и кварцевого песка для придания механической прочности образцам. Технология термической обработки заимствована на заводах, где изготавливаются запальные свечи и керамика. На этих заводах термическая обработка изделий проводится в тоннельных печах с максимальной температурой 1300—1350 °С. Получить такую температуру в муфельных электрических лабораторных печах не представляется возможным. Поэтому для термической обработки образцов в лабораторных условиях рекомендуется пользоваться высокотемпературной электропечью, используемой для проверки термодар. В качестве нагревательных элементов в таких печах применяются специальные керамические, так называемые селитровые стержни. При отсутствии печей серийного

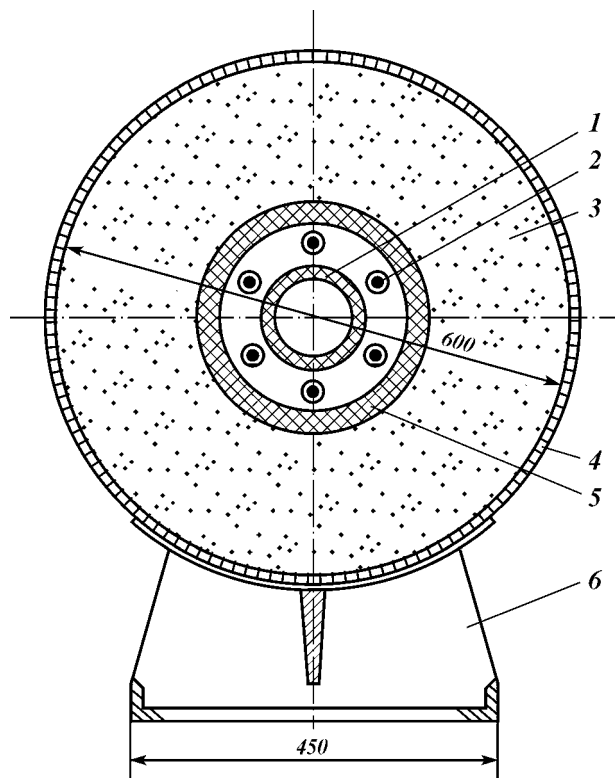


Рис. 5.2. Высокотемпературная печь для термической обработки искусственных образцов пористой среды:
1 — труба внутренняя; 2 — стержень селитровый; 3 — изоляционная засыпка;
4 — кожух печи; 5 — труба внешняя; 6 — защитный кожух

выпуска можно изготовить такую печь путем некоторой реконструкции обычной муфельной печи. На рис. 5.2 показана схема высокотемпературной нагревательной печи, где электрическими нагревательными элементами являются селитровые стержни.

Высушенные образцы загружают в печь. Печь включается в сеть через автотрансформатор. С помощью автотрансформатора температура в печи постепенно повышается до максимальной 1300—1350 °С. Время повышения температуры 4—6 ч. Затем с помощью автотрансформатора и отключения печи температуру постепенно понижают до окружающей. Регистрацию температуры можно производить с помощью хромель-алюмелевой термопары и потенциометра. После термической обработки торцы образцов стачивают так, чтобы длина образца соответствовала длине резиновой манжеты кернодержателя.

При изготовлении образцов необходимо тщательно следить за их нумерацией, а все данные о составе смеси, количестве цементирующего вещества, нагрузке при прессовании и т.д. необходимо заносить в специальный журнал.

Готовые образцы тщательно осматривают. При обнаружении трещин образцы бракуют и изготавливают новые. После определения воздухопроницаемости образцов строят зависимость проницаемости от содержания маршаллита. При наличии большого разрыва в проницаемости следует изготовить дополнительные образцы, в которых процентное содержание маршаллита будет не обязательно кратным десяти.

5.3. ПОДГОТОВКА МОДЕЛИ НЕФТИ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ

При изучении процессов вытеснения нефти водой и другими вытесняющими агентами в лабораторных условиях, результаты которых можно было бы перенести непосредственно на реальный пласт, необходимо учитывать все факторы, определяющие величину коэффициентов вытеснения и охвата пласта воздействием вытесняющим агентом.

Полнота извлечения нефти зависит от целого ряда характеристик: от характеристики модели пористой среды, от скорости вытеснения, поверхностного натяжения на границах фаз, разности их плотностей, структуры порового пространства, угла смачивания твердой фазы, содержания и свойств связанной воды, а также химического состава нефти и вы-

тесняющих ее жидкостей и др. Исследованиями последних лет установлено, что на полноту извлечения запасов нефти существенно влияют структурно-механические свойства нефтей, проявляющиеся при малых градиентах пластового давления [81, 123, 125].

В теории моделирования пластовых процессов предлагаются безразмерные параметры, учитывающие влияние только первых трех факторов. Для учета структурных особенностей порового пространства и его смачивающей характеристики рекомендуется в экспериментальных исследованиях пользоваться реальными пористыми средами. Однако использование образцов реальной нефтесодержащей породы в качестве моделей пористой среды в лабораторных опытах связано с большими трудностями. Дело в том, что реальные горные породы содержат в себе различные примеси, которые так же, как цементирующие материалы, при экстрагировании образца либо выносятся из порового пространства, либо растворяются. Наряду с изменениями структуры порового пространства изменяется также смачивающая характеристика твердой фазы.

Из-за отсутствия количественных характеристик, которые бы позволили учесть влияние химического состава нефти и вытесняющей жидкости, в теории моделирования вообще отсутствует соответствующий параметр подобия. Это связано с трудностью учета влияния на процесс вытеснения нефти из пористой среды и на конечный коэффициент вытеснения ряда свойств нефтей, проявляющихся одновременно.

Часто в экспериментах по вытеснению используют в качестве модели нефти бензин, керосин, различные масла и др. В ОСТ 39-070—76 приводится определение: «Моделью пластовой нефти называется изовязкозная углеводородная жидкость, содержащая не менее 60 % нефти, фазовое состояние которой соответствует фазовому состоянию нефти в пластовых условиях». По ОСТ 39-070—78 при подготовке модели пластовой нефти из дегазированной нефти в качестве растворителя рекомендуется использовать петролейный эфир, бензин, керосин. Многочисленные исследования показывают, что такой упрощенный подход к подбору модели пластовой нефти существенно отдаляет от реальных пластовых условий.

В работах В.М. Лютина с соавторами показано, что экспериментальные данные, полученные при исследовании фильтрации дистиллятов нефти, не могут быть распространены на реальные нефти. Принципиальное отличие системы нефть — вода от системы дистиллят — вода заключается в

образовании нефтями на границе с водой твердообразных пленок, физические свойства которых значительно влияют на закономерности вытеснения.

В работах Ш.К. Гиматудинова замечено снижение фильтрационных характеристик пород при движении в них дегазированной нефти. В результате окисления, изменения состава некоторых соединений и охлаждения появляются компоненты, несвойственные естественным нефтям. По рекомендациям Ш.К. Гиматудинова эксперименты по вытеснению следует проводить с естественными нефтями, хранившимися непродолжительное время при температурах не ниже 18 °С, или рекомбинированными моделями нефти.

В исследованиях И.Л. Мархасина показано, что введение в нефть растворителей (керосина, в небольших количествах петролейного эфира) приводит к увеличению величины адсорбции асфальтенов. Большое влияние на адсорбцию оказывает добавка петролейного эфира к нефти с меньшим содержанием асфальтенов, очевидно, адсорбция породы различного количества асфальтенов приводит не только к гидрофобизации пород, но и к изменению структурно-механических свойств нефтей.

Усиление адсорбции асфальтенов может привести к замедлению процессов вытеснения нефти, а если оно сопровождается гидрофобизацией поверхности поровых каналов, то к уменьшению коэффициента вытеснения.

Исходя из своих исследований, И.Л. Мархасин приходит к выводу о том, что для получения достоверных результатов следует использовать только пластовую или в крайнем случае дегазированную без контакта с воздухом нефть.

Г.В. Рудаков установил связь между смачиваемостью, полярностью нефти и полнотой вытеснения нефти водой. Полярность нефтей косвенно связана с их способностью к мицеллообразованию и зависит от состава и их газонасыщенности. Отмечается, что нефти с малой полярностью практически не реагируют на улучшенный, в смысле вымывающей способности, тип воды. В противоположность этому для вытеснения полярных нефтей тип воды является весьма существенным. Как показывают исследования, полярность нефтей изменяется в широких пределах. В этом смысле при физико-химическом моделировании процесса нефтеотдачи должны соблюдаться основные количественные молекулярные и термодинамические характеристики пластовых флюидов, растворителей и т.д. Степень гидрофобности коллектора, полярность нефтей и содержание высокомолекулярных компо-

нентов, являясь взаимосвязанными, должны контролировать нефтеотдачу. Следует отметить очевидное влияние этих факторов на нефтеотдачу.

Исследованиями ряда авторов установлено [81, 123, 125 и др.], что нефти многих месторождений обладают аномалиями вязкости, и это оказывает существенное влияние на процессы фильтрации и нефтеотдачу. Коэффициент конечной нефтеотдачи по месторождениям неньютоновских нефтей более чем в 2 раза меньше соответствующего коэффициента для нефтей, не проявляющих аномалии вязкости. На процессы вытеснения таких нефтей из пористой среды существенно влияет градиент давления вытеснения. Кроме того, показано, что уменьшение коэффициента проницаемости породы приводит к усилению влияния аномалий вязкости нефтей на процесс фильтрации и вытеснения из пористой среды.

Приведенный краткий обзор работ различных авторов показывает, что наилучшим способом воспроизведения в опытах физико-химических свойств нефтей является использование проб пластовой нефти, поднятых из скважин с сохранением ее природных свойств. При этом, однако, чрезвычайно осложняется проведение экспериментов в связи с необходимостью применения аппаратуры высокого давления. Кроме того, на поздней стадии разработки практически не представляется возможным извлечь из пласта безводную нефть с помощью пробоотборников. Поэтому подавляющая часть опытов проводится при атмосферном давлении. В экспериментах, проводимых в атмосферных условиях, предпочитают использовать дегазированную нефть с добавлением различных растворителей.

Как было показано выше, при подготовке изовязкозных моделей нефти в качестве растворителей рекомендуется использовать петролейный эфир, керосин, бензин и некоторые другие индивидуальные углеводородные жидкости.

В работе М.М. Кабирова и Г.А. Шамаева [164] приведены результаты экспериментальных исследований по изучению влияния добавления керосина, петролейного эфира, изооктана на реологические и фильтрационные свойства исходной арланской нефти при малых градиентах давления. Показано, что добавление в дегазированную нефть некоторых растворителей существенно влияет на структурно-механические свойства нефтей. Дегазированная арланская нефть с ярко выраженными неньютоновскими свойствами после добавления растворителей становится ньютоновской жидкостью.

Таким образом, если процессы фильтрации и вытеснения проводятся при градиентах давления, меньших градиентов давления предельного разрушения структуры в нефти, то не следует пользоваться изовязкозными моделями нефти. Применение изовязкозных моделей нефти допустимо лишь в тех случаях, когда заранее известно, что в условиях экспериментов структурно-механические свойства нефтей не проявляются.

Работы по подготовке нефти к лабораторным экспериментам выполняются в следующей последовательности:

- модель нефти перед испытанием необходимо профильтровать через образец пористой среды, аналогичной испытуемой, и использовать ее только в тех случаях, когда проницаемость для нее сравнима с проницаемостью при фильтрации изовязкозной углеводородной жидкости;

- модель нефти следует хранить в герметичных светонепроницаемых сосудах при температуре не ниже температуры начала кристаллизации парафина;

- при подготовке модели нефти для исключения выпадения асфальтенов керосин следует подавать по стеклянной трубке небольшими порциями;

- проба нефти для испытаний отбирается с помощью глубинных пробоотборников или на устье скважины. Допускается отбор нефти из скважин с обводненной продукцией. Отбор проб должен производиться в летнее время по методике, исключающей контакт нефти с воздухом, без охлаждения ниже температуры начала кристаллизации парафина;

- подготовку нефти, включающую стабилизацию, обезвоживание и очистку от механических примесей, следует производить непосредственно перед опытом. Стабилизацию нефти следует проводить путем выдержки нефти в герметичном контейнере при температуре 65—70 °С и перемешивании в течение 2—3 ч;

- после стабилизации нефть необходимо профильтровать через пористую среду или фильтр;

- для отделения воды и очистки от механических примесей следует использовать метод центрифугирования.

В том случае, если вязкость образца нефти превышает вязкость пластовой нефти, образец следует разбавить прямогонным керосином до 30 % от объема. Разбавление керосином должно проводиться после обезвоживания перед стабилизированием нагреванием.

При некотором содержании асфальтенов и смол нефти обладают аномалиями вязкости. Эффективная вязкость таких

нефтей в зависимости от градиента давления может оказаться на порядок больше обычной, определяемой стандартными методами. Поэтому при моделировании необходимо добиться сохранения аномально вязкостных свойств.

Кроме того, необходимо учитывать влияние градиента давления вытеснения на коэффициент вытеснения. Необходимо поставить специальные исследования по изысканию добавок, позволяющих сохранить аномально вязкостные свойства нефтей.

При подготовке нефти ОСТ [120] рекомендует в случае определения коэффициента вытеснения нефти водой разбавление поверхностных проб нефти петролейным эфиром, керосином и другими растворителями для доведения вязкости и плотности до значений пластовых. Когда используются растворы химреагентов, такое разбавление может привести к ошибкам, так как ведет к снижению концентрации активных компонентов нефти, особенно для высоковязких нефтей, а это меняет характер действия реагентов и может изменить сам результат применения растворов реагентов. К этому тесно примыкает и вопрос предварительной фильтрации нефти через образец с целью удаления из нефти высокомолекулярных (наиболее активных) ассоциатов, отрицательно влияющих на постоянство фильтрационных характеристик модели.

Однако действие реагентов на эти ассоциаты, возможно, играет значительную роль. Для подготовки нефти с целью придания ей однородной структуры следует изучить ультразвуковую обработку, а при разбавлении необходимо хотя бы измерять межфазное натяжение как функцию степени разбавления. Для контроля выхода активных соединений нефти при фильтрации через образец следует измерить межфазное натяжение на границе нефть и раствор химреагента до и после фильтрации.

В связи с тем, что опыты по вытеснению следует проводить при пластовой температуре, необходимо иметь зависимость вязкости модели нефти от температуры, так как вязкость существенно зависит от температуры, а коэффициент вытеснения — от вязкости.

Условия приближенного лабораторного моделирования определяются известными критериями π_1 и π_2 [63], в которые входит величина межфазного натяжения. Необходимо решить вопрос, как повлияет на условия моделирования резкое снижение межфазного натяжения. Опыты, как и в случае вытеснения нефти водой, нужно проводить непрерывно. Ли-

нейные скорости фильтрации воды и растворов реагентов необходимо выбирать близкими между собой и к реальным пластовым значениям.

5.4. МОДЕЛИРОВАНИЕ СВЯЗАННОЙ ВОДЫ

Моделирование связанной (остаточной) воды в моделях пористых сред является обязательным в опытах по вытеснению нефти химреагентами, на основе которых планируется получение констант и зависимостей, используемых в технологических расчетах по проектированию системы разработки залежи или отдельного участка.

Связанная вода по минерализации должна быть близка к пластовой. В случае использования образцов естественных кернов моделирование связанной воды следует производить методом капиллярной вытяжки для каждого образца составной модели.

При использовании в опытах насыпных и искусственно сцементированных моделей создание остаточной воды в пористой среде достигается замещением воды нефтью или керосином. Содержание остаточной воды в модели пласта определяется по материальному балансу.

Количество остаточной воды устанавливается с учетом коллекторских свойств каждого образца по соответствующим зависимостям содержания остаточной воды от пористости и проницаемости пористой среды. При решении этой задачи можно пользоваться формулой, предложенной В.М. Березиным с соавторами

$$\lg \sigma_{\text{св}} = - 0,032m + 1,74, \quad (5.5)$$

где $\sigma_{\text{св}}$ — насыщенность пористой среды связанной водой;
 m — пористость породы.

Если в опытах по вытеснению используются образцы из естественных кернов, то связанную воду можно создавать методом капиллярной вытяжки, предложенным в БашНИПИ-нефти.

В соответствии с этой методикой для капиллярной вытяжки для впитывания воды используется зубной порошок, высушенный и равномерно увлажненный дистиллированной водой. Насыщенные водой образцы обертывают одним слоем фильтровальной бумаги, намоченной в пластовой воде, и помещают в эксикатор. Продолжительность выдержки выбирают, исходя из опыта и периодически взвешивая образцы породы.

Пластовую воду или модель пластовой воды необходимо тщательно перемешать в сосуде хранения и перед заливкой в контейнеры профильтровать через фильтровальную бумагу.

Для первичного вытеснения нефти, продвижения оторочек композиции на основе ПАВ и буферных растворов химреагентов используют сточную воду, отобранную из трубопроводов, идущих от кустовых насосных станций (КНС) к водонагнетательным скважинам. Перед использованием сточную воду следует профильтровать через фильтровальную бумагу. Допускается использование вместо сточной воды ее модели, составленной с учетом общей минерализации и содержания основных солей по результатам шестикомпонентного анализа.

Это требование имеет важное значение при моделировании сточной воды для пористых сред, предназначенных для изучения процессов вытеснения нефти водными растворами химреагентов. При этом особенно важно правильное моделирование остаточной воды по количеству и содержанию в ней, прежде всего, двухвалентных ионов Ca^{2+} и Mg^{2+} , которые активно взаимодействуют с NaOH , ПАВ и другими составляющими пластовой системы.

Вязкость и плотность пластовой и сточной вод, а также их моделей определяют при комнатной и пластовой температурах.

5.5. ПОДГОТОВКА МОДЕЛЕЙ ПЛАСТОВ К ЭКСПЕРИМЕНТУ ПО НЕФТЕВЫТЕСНЕНИЮ

Подготовка и проведение экспериментальных исследований по вытеснению нефти из моделей пористых сред требует применения различных технических средств. В ходе выполнения наших экспериментов были использованы следующие установки:

- 1) установка для определения воздухопроницаемости пористой среды стандартная;
- 2) установка для насыщения моделей пористых сред жидкостями под давлением;
- 3) установка для определения проницаемости пористой среды по керосину при заданных перепадах давления.

Насыщение моделей пористых сред керосином производилось на установке, представленной на рис. 5.3.

Модели пористой среды после обжима под необходимым давлением насыщаются керосином. Процесс насыщения пористой среды керосином состоит из следующих операций:

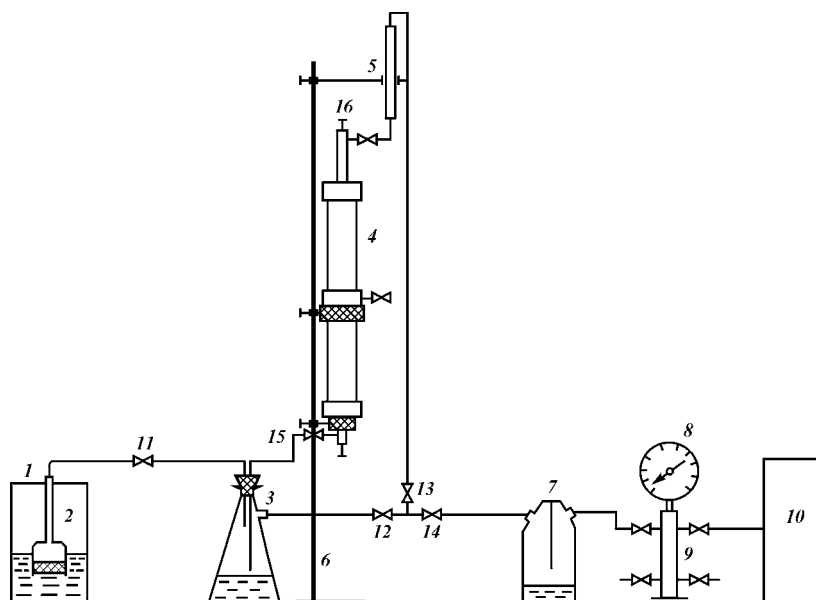


Рис. 5.3. Схема установки для насыщения модели пласта керосином:
 1 — емкость для керосина; 2 — фильтр Шота; 3 — емкость для вакуумированного керосина; 4 — кернодержатель; 5 — смотровое стекло; 6 — штатив; 7 — сосуд Тищенко; 8 — вакуумметр; 9 — манифольд; 10 — вакуумкомпрессор; 11-16 — запорные элементы

вакуумирования керосина, вакуумирования кернодержателя и насыщения образца породы керосином.

Установка состоит из вакуумкомпрессора 10, манифольда 9, сосуда Тищенко 7, колбы для фильтрования под вакуумом 3, фильтра Шота 2 и емкости для керосина 1. Кернодержатель 4 крепится на специальном штативе 6. На выходе кернодержателя устанавливается смотровое стекло 5 для наблюдения за появлением керосина на выходе модели пористой среды. Установка также снабжена вакуумметром 8 и необходимым количеством кранов, тройников и вентилей для управления потоками.

Для вакуумирования керосина, находящегося в сосуде 1, работает линия «2—3—7—9—10», а вентиль и кернодержатель закрыты. При этом вакуумированный керосин накапливается в емкости 3. Если необходимо вакуумировать кернодержатель, то нужно перекрыть с помощью тройника линию к емкости 3 и открыть линию к смотровому стеклу.

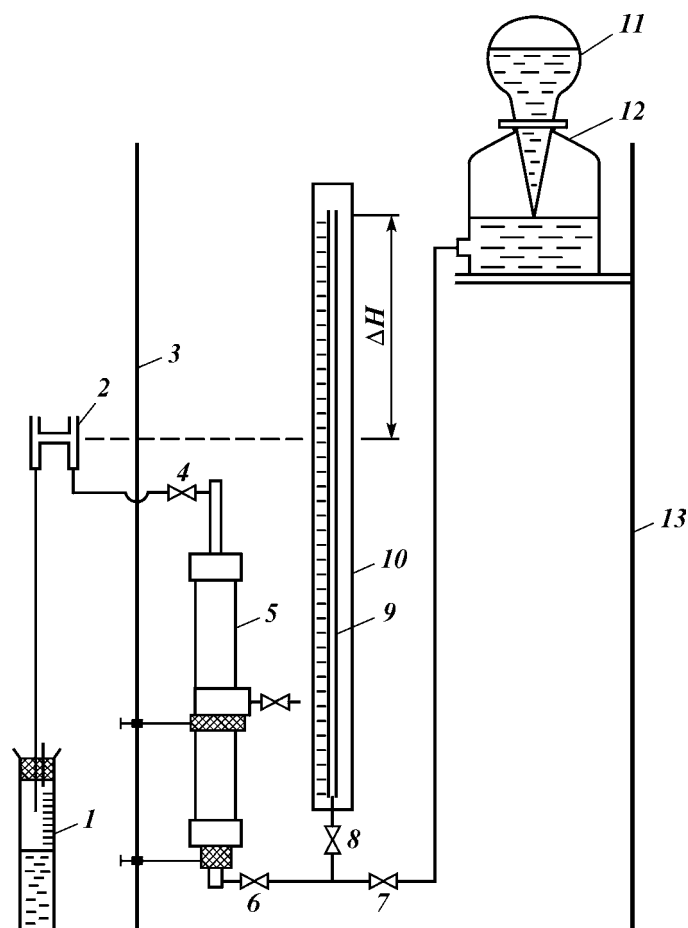


Рис. 5.4. Схема установки для определения коэффициента проницаемости модели пласта при заданном перепаде давления:
 1 — мерный цилиндр; 2 — U-образная трубка; 3 и 13 — штативы; 4, 6, 7, 8 — вентили; 5 — кернодержатель; 9 — пьезометр; 10 — мерная шкала; 11 — стеклянная колба; 12 — сосуд; 13 — штатив

Установка для определения керосинопроницаемости образцов пород состоит из кернодержателя 13 (рис. 5.4), закрепленного на штативе 3, напорной емкости 11 с воронкой 10, системой измерения расхода, состоящей из U-образной трубки 2 и мерного цилиндра 1. Для измерения перепада давления на концах кернодержателя установлены капилляры с миллиметровой шкалой.

Установка позволяет определять коэффициент проницаемости образцов пористой среды при различных перепадах давления (напора) — от нескольких сантиметров до 120 см столба жидкости. Несмотря на простоту, установка позволяет достаточно точно определять коэффициент проницаемости моделей пористых сред по керосину.

В процессе подготовки образцов пород к эксперименту по вытеснению необходимо их насыщать нефтью. При этом для более полного насыщения образца жидкостью следует производить эту операцию под давлением с целью предотвращения образования газовых включений. На рис. 5.5 приведена схема установки, позволяющей производить эту операцию с большей тщательностью. Кратко приведем ее описание.

Установка предназначена для насыщения искусственных или естественных кернов жидкостями и определения их нефтепроницаемости. На установке возможно определение коэффициента проницаемости пористой среды при различных

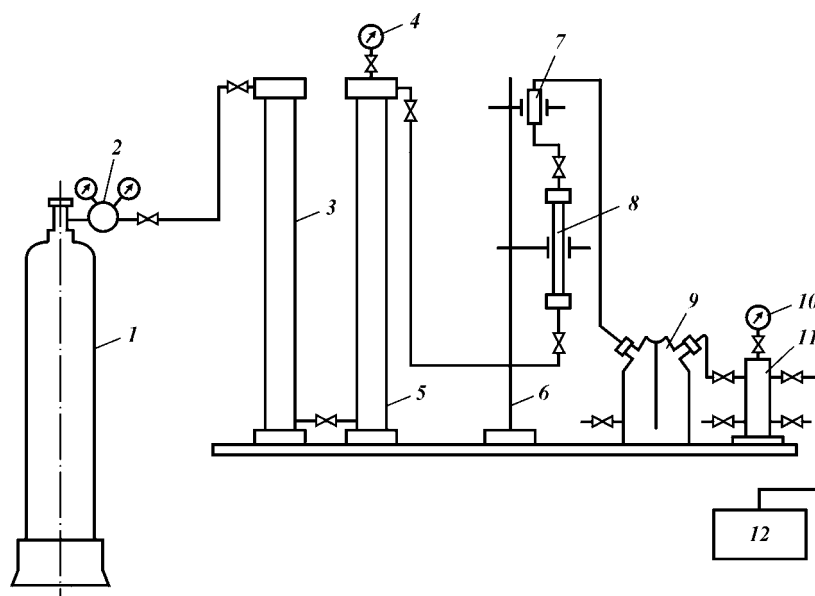


Рис. 5.5. Схема установки для создания остаточной воды в модели пласта и насыщения пористой среды нефтью:

1 — баллон с азотом; 2 — редуктор; 3 — колонка для воды; 4 — манометр; 5 — колонка для нефти; 6 — штатив; 7 — смотровое стекло; 8 — держатель; 9 — сосуд Тищенко; 10 — вакуумметр; 11 — манифольд; 12 — вакуум-насос

градиентах давления и скоростях фильтрации. Установка состоит из следующих основных узлов и элементов: баллона с азотом высокого давления 1, редуктора 2, служащего для выбора величины давления, при котором происходит процесс насыщения, колонки для воды 3, колонки для нефти 5, манометра 4, кернодержателя с образцом пористой среды 8, штатива 6 для укрепления кернодержателя, сосуда Тищенко 9, манифольда 11, вакуумметра 10, масляного пресса для обжима породы, емкости для масла, вакуум-насоса 12 и необходимой запорной арматуры.

Напорная колонка для нефти представляет собой толстостенный стальной цилиндр с навинчивающейся крышкой. Рабочая емкость колонки равна 8 л. Колонка служит для питания образца пористой среды фильтрующейся нефтью. Конструкция колонки для воды аналогична колонке для нефти. Емкость ее также равна 8 л. Вода в колонке является буферной жидкостью и служит для передачи давления от баллона для азота к нефти. Это необходимо для того, чтобы предотвратить контакт азота с нефтью.

Сосуд Тищенко предназначен для предупреждения попадания насыщающей керн жидкости в вакуумный насос, а также для визуального наблюдения за появлением насыщающей жидкости на выходе из керна. Сосуд выполнен из толстостенного стекла, что обеспечивает его безопасную работу при вакууме. Контроль за работой вакуумного насоса осуществляется с помощью вакуумметра.

В схему установки может быть подключен кернодержатель любой конструкции. В процессе насыщения кернодержатель может находиться в любом положении относительно горизонта: в горизонтальном, вертикальном или под заданным углом. Кернодержатель закрепляется на специальном штативе в требуемом положении на любом требуемом уровне.

В схеме установки использована стандартная запорная арматура, соответствующая диаметру обвязочных трубок, на рабочее давление до 20 МПа. Вентили выполнены с запорной иглой, проходное сечение которых равно 2,5 мм. Уплотнение сальника осуществляется уплотнительными резиновыми кольцами круглого сечения.

После окончания монтажа установка опрессовывается на давление, превышающее на 20 — 30 % ожидаемое рабочее давление. При испытании, прежде всего, необходимо произвести внешний осмотр установки с целью обнаружения и устранения неисправностей. Перед испытанием на герметичность следует промыть керосином и прочистить узлы установки и

проверить их работу. Основной задачей испытаний является проверка всех узлов установки на герметичность путем опрессовки. Давление опрессовки должно в 1,5 раза превышать рабочее давление. Это давление выдерживается в течение 30 мин. Если за это время снижение давления не происходит, то установку можно считать герметичной.

Работы по насыщению образцов пористых сред на установке выполняют в следующей последовательности. Перед началом насыщения установку следует заправить выбранной нефтью и водой. Для подачи нефти в керн необходимо создать некоторый перепад давления на концах керна. В процессе насыщения модель пористой среды устанавливают в вертикальное положение и для достижения более полного и равномерного насыщения вход нефти осуществляют снизу. До начала насыщения включают вакуумный насос и производится предварительное вакуумирование образца пористой среды. В начале процесса насыщения образец поддерживается небольшим перепадом давления. В момент появления нефти в сосудах Тищенко вакуумный насос отключают и образец переводят на режим непрерывной фильтрации. Как показывают эксперименты, полное насыщение модели пористой среды происходит при фильтрации 5—6 объемов пор жидкости.

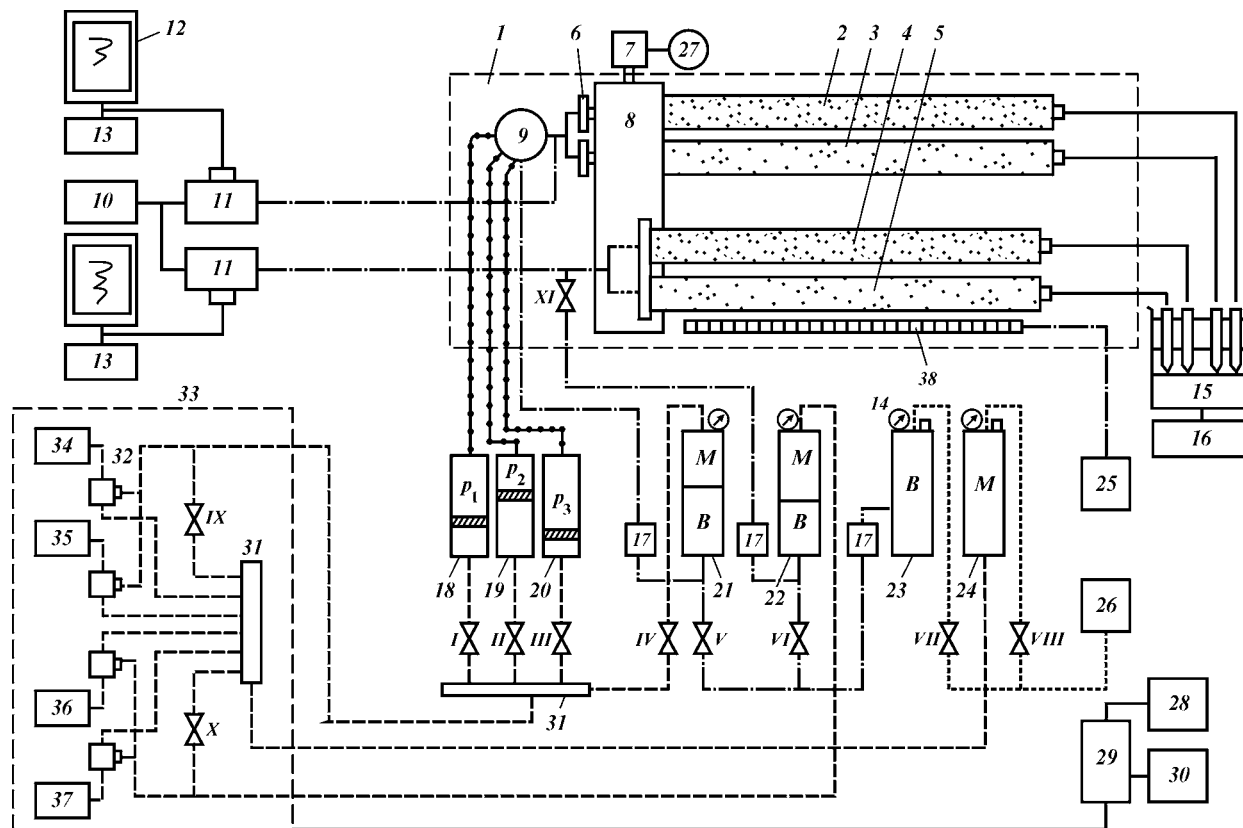
По окончании насыщения нефтью образец пористой среды оставляют под давлением. По истечении нескольких часов открывают верхний вентиль и выпускают образовавшиеся газовые включения с некоторым количеством нефти. После этих операций процесс насыщения образца пористой среды нефтью (жидкостью) считается законченным.

Для определения коэффициента проницаемости кернадержатель устанавливают в горизонтальное положение. При этом изменение перепада давления на концах образца пласта от 1 до 0,01 МПа достигается созданием давления на входе керна с использованием давления сжатого азота, а менее 0,001 МПа — с помощью специальной напорной емкости, установленной на заданном уровне.

5.6. УСТАНОВКА ПО МОДЕЛИРОВАНИЮ ПРОЦЕССОВ НЕФТЕВЫТЕСНЕНИЯ

Лабораторные эксперименты по исследованию процессов вытеснения нефти различными нефтевытесняющими агентами проводятся на специальных установках, позволяющих:

- 1) в соответствии с требованиями отраслевых стандартов



осуществлять процесс вытеснения нефти из моделей пористой среды при постоянном расходе вытесняющих агентов и при скоростях фильтрации жидкостей через модель пористой среды, соответствующих пластовым;

2) производить измерения объема вытесненной из моделей пористой среды нефти и нефтевытесняющего агента к любому моменту времени;

3) производить измерения давления на входе и на выходе модели пласта;

4) производить насыщение модели пористой среды нефтью путем вытеснения минерализованной воды керосином и нефтью;

5) определять коэффициент проницаемости модели пласта по воде, по нефти;

6) выполнять работы по перезарядке колонок для нефтевытесняющих жидкостей в процессе проведения эксперимента;

7) поддерживать постоянную температуру основных элементов установки на заданном уровне в процессе эксперимента.

На рис. 5.6 приведена принципиальная схема установки по определению коэффициента вытеснения нефти из моделей пористых сред, разработанной автором совместно с сотрудниками НИПИнефтепрома.

Установка состоит из следующих основных систем и узлов:

поддержания постоянного расхода фильтрующихся жидкостей (нефти, керосина, воды и др.);

кернодержателей с пористой средой;

термостатирования технологических жидкостей и основных элементов установки;

Рис. 5.6. Схема экспериментальной установки для исследования процессов вытеснения нефти из моделей пласта:

1 — корпус термощафа; 2,5 — модель пропластков; 6 — универсальный затвор; 7 — электродвигатель; 8 — универсальный блок заправки; 9 — коммутатор заправки технологических жидкостей; 10 — блок питания преобразователей давления; 11 — преобразователь давления; 12 — самописец; 13 — цифровой индикатор давления; 14 — манометр; 15 — автоматический пробоотборник; 16 — программатор; 17 — фильтр; 18,20 — контейнер с разделительным поршнем для заправки реагента; 21–23 — напорный контейнер для заправляемой воды; 24 — контейнер для масла; 25 — термостат; 26 — регулятор давления; 27 — ЛАТР; 28 — стабилизатор напряжения; 29 — блок управления напорной системой; 30 — блок питания электромагнитных клапанов; 31 — масляный коллектор; 32 — электромагнитный клапан; 33 — блок напорной системы; 34–37 — дозировочный насос; 38 — ТЭН; I-X — вентили; M — масло; B — вода

контроля и регистрации давления на входе модели;
дозировки буферной жидкости;
жидкостных напорных и перекачиваемых контейнеров;
вентилей коммуникации потоков технологических жидкостей;

автоматического отбора проб вытесняемой из модели пористой среды жидкости.

Установка обеспечивает непрерывный процесс первичного вытеснения нефти, закачки в модель растворов реагентов и продвижение их по модели пласта закачиваемой водой при заданных температуре и расходе жидкости. Нефтевытесняющие жидкости подаются на входы пропластков в модели 2, 3, 4 и 5 через блок 8 и универсальные затворы 6. Растворы реагентов, требующие постоянного перемешивания, закачиваются в модели пористой среды с помощью блока 8. ЛАТР 27 служит для регулирования оборотов электродвигателя 7, приводящего в движение турбинку универсального блока закачки. Для увеличения производительности установки предусмотрено подключение через вентиль XI дополнительно двух пропластков 4 и 5. Обогрев термошкафа 1 обеспечивается водяным радиатором 38, соединенным с термостатом 25.

Применение преобразователей давления 11 обеспечивает регистрацию в процессе эксперимента изменения давления на входе моделей на самописцы 12. Визуальный контроль этой величины осуществляется с помощью цифровых индикаторов 13.

Система дозировки буферной жидкости служит для автоматической подачи буферной жидкости (трансформаторного масла) в режиме постоянного расхода в напорные контейнеры 18-22. В корпусе напорного блока 33 помещены четыре насоса-дозатора 34-37 и четыре электромагнитных клапана 32. На каждую модель пласта работает два насоса-дозатора с возвратно-поступательным движением плунжеров. Переключение направления хода поршней и одновременное переключение электромагнитных вентилей происходит автоматически по сигналу с электромагнитного блока управления напорной системой 29. Электропитание блока управления обеспечивается стабилизатором напряжения 28 и выпрямителем переменного тока 30.

Система жидкостных напорных контейнеров включает в себя контейнеры с разделительными поршнями 18-20, контейнеры 21 и 22 для закачиваемых в модель пласта вод и контейнеры 24 для поддержания необходимого уровня буферной жидкости в системе. Для очистки закачиваемой воды от

взвешенных частиц служит фильтр 17. Манометры 14 позволяют контролировать давление жидкости в контейнерах.

Вентильная система коммуникации потока технологических жидкостей I-XI в сочетании с коллекторами 31 позволяет распределить поток технологических жидкостей и сжатого воздуха по напорным и перекачивающим контейнерам в зависимости от условий проведения эксперимента.

В экспериментальной установке разработана и применена система автоматического отбора проб. Она состоит из подвижного стола с установленными на нем мерными цилиндрами 15, программатора 16 и позволяет автоматически отбирать пробы с требуемым интервалом времени.

Порядок работы на установке. При закачке воды модели подсоединяются к универсальному блоку закачки 8. До начала опыта модели прогреваются до нужной температуры в течение 2–3 ч с помощью термостата 25 и водяного радиатора 38. Для проведения процесса закачки воды перед включением установки проверяется наличие закачиваемой воды в напорном контейнере 21. Вентили I-III и V-IX должны быть закрыты, вентили IV, XI, X — открыты, коммутатор 9 становится в положение «зак. вода». Ручки универсальных клапанов 6 вывернуты против часовой стрелки до упора. Включается стабилизатор напряжения 28 и блок питания электромагнитных клапанов 30. На панели блока управления напорной системы 29 включаются тумблеры «сеть», «мотор» и «авт.». Согласно инструкции, прикрепленной к панели программатора 16, запускается автоматический пробоотборник 15. Затем включаются блок питания преобразователей давления 10 и регистрирующие приборы 12, 13. Начинается фильтрация жидкости в режиме постоянного расхода. Жидкость, вытесненная из модели, собирается в пробоотборнике 15, и затем в мерных цилиндрах визуально фиксируется количество нефти и воды. После завершения процесса прокачки воды выключается блок питания электромагнитных клапанов, вентиль IV закрывается. Для увеличения производительности установки процесс закачки воды может проводиться при подключении модели пласта к вентилю XI, через который подается закачиваемая вода от автономной напорной системы (насосы-дозаторы 36, 37).

Закачка реагентов или другой жидкости через дозаторы производится в следующем порядке. Коммутатор 9 ставится в положение, соответствующее используемому разделительному дозатору 18, 19 или 20. Открывается вентиль I, II или III соответственно, через который буферная жидкость давит на

разделительный поршень дозатора 18, 19 или 20, в верхнюю часть которого залит реагент, включается блок питания электромагнитных клапанов. После прокачивания нужного объема реагента коммутатор 9 возвращается в положение «зак. вода», закрывается вентиль I, II или III.

При закачивании реагентов с перемешиванием порядок работы следующий. Универсальный блок заправки при работающем двигателе 7 заполняется реагентом. Обороты двигателя регулируются ЛАТРом 27. Открывается вентиль IV, и ручки универсального затвора 6 поворачиваются на 8–10 оборотов по часовой стрелке. Начинается фильтрация реагента в модель. Для перехода в режим заправки воды ручки универсального затвора 6 поворачиваются против часовой стрелки до упора.

5.7. ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ПРОЦЕССОВ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ, ОПРЕДЕЛЯЕМЫЕ ПРИ ПОДГОТОВКЕ И ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ

Исходные фильтрационно-емкостные характеристики модели неоднородного пласта:

1. Коэффициент пористости высокопроницаемого прослая	m_1
2. Коэффициент пористости малопроницаемого прослая	m_2
3. Коэффициент проницаемости высокопроницаемого прослая по газу	k_{r1}
4. Коэффициент проницаемости малопроницаемого прослая по газу	k_{r2}
5. Коэффициент проницаемости высокопроницаемого прослая по воде	$k_{в1}$
6. Коэффициент проницаемости малопроницаемого прослая по воде	$k_{в2}$
7. Коэффициент проницаемости высокопроницаемого прослая по нефти	$k_{н1}$
8. Коэффициент проницаемости малопроницаемого прослая по нефти	$k_{н2}$
9. Начальная нефтенасыщенность высокопроницаемого прослая	$S_{нн1}$
10. Начальная нефтенасыщенность малопроницаемого прослая	$S_{нн2}$
11. Насыщенность остаточной водой высокопроницаемого прослая	$S_{нв1}$

12. Насыщенность остаточной водой малопроницаемого прослая	$S_{\text{нв2}}$
13. Объем пор высокопроницаемого прослая модели пласта	$V_{\text{п1}}$
14. Объем пор малопроницаемого прослая модели пласта.....	$V_{\text{п2}}$
15. Суммарный объем пор модели пласта.....	$V_{\text{п}}$
16. Начальный объем нефти в высокопроницаемом прослое	$V_{\text{н1}}$
17. Начальный объем нефти в малопроницаемом прослое	$V_{\text{н2}}$
18. Суммарный начальный объем нефти в модели пласта.....	$V_{\text{н}}$

Основные характеристики вытеснения нефти, измеряемые в ходе эксперимента:

1. Объем вытесненной нефти за безводный период из высокопроницаемого прослая модели пласта.....	$V_{\text{нб1}}$
2. Объем вытесненной нефти за безводный период из малопроницаемого прослая модели пласта	$V_{\text{нб2}}$
3. Суммарный объем вытесненной нефти из модели пласта за безводный период	$V_{\text{нб}}$
4. Объем вытесненной нефти водой из высокопроницаемого прослая	$V_{\text{нв1}}$
5. Объем вытесненной нефти водой из малопроницаемого прослая	$V_{\text{нв2}}$
6. Суммарный объем вытесненной нефти водой из модели в целом.....	$V_{\text{нв}}$
7. Объем вытесненной нефти из высокопроницаемого прослая за водный период.....	$V'_{\text{нв1}}$
8. Объем вытесненной нефти из малопроницаемого прослая за водный период	$V'_{\text{нв2}}$
9. Суммарный объем вытесненной нефти за водный период.....	$V'_{\text{нв}}$
10. Объем вытесненной воды из высокопроницаемого прослая к концу процесса вытеснения нефти водой ...	$V_{\text{вв1}}$
11. Объем вытесненной воды из малопроницаемого прослая к концу процесса вытеснения нефти водой	$V_{\text{вв2}}$
12. Суммарный объем вытесненной воды из модели пласта к концу процесса вытеснения нефти водой.....	$V_{\text{вв}}$
13. Объем вытесненной нефти из высокопроницаемого прослая к концу процесса вытеснения	$V_{\text{нк1}}$
14. Объем вытесненной нефти из малопроницаемого прослая к концу процесса вытеснения	$V_{\text{нк2}}$

15. Суммарный объем вытесненной нефти из модели в целом к концу процесса вытеснения	V_{HK}
16. Объем вытесненной воды в конце вытеснения нефти из высокопроницаемого прослоя	V_{BK1}
17. Объем вытесненной воды в конце вытеснения нефти из малопроницаемого прослоя	V_{BK2}
18. Суммарный объем вытесненной воды из модели в целом в конце вытеснения нефти	V_{BK}
19. Дополнительный объем вытесненной нефти из высокопроницаемого прослоя после применения нового метода	ΔV_{H1}
20. Дополнительный объем вытесненной нефти из малопроницаемого прослоя после применения нового метода	ΔV_{H2}
21. Суммарный дополнительный объем вытесненной нефти из модели пласта после применения нового метода	ΔV_H

По результатам лабораторного опыта по вытеснению нефти из модели послойно-неоднородной пористой среды определяются следующие характеристики:

1. Коэффициент вытеснения нефти за безводный период из высокопроницаемого прослоя модели пласта	K_{B61}
2. Коэффициент вытеснения нефти за безводный период из малопроницаемого прослоя модели пласта	K_{B62}
3. Средний коэффициент вытеснения нефти за безводный период для модели в целом	K_{B6}
4. Остаточная нефтенасыщенность высокопроницаемого прослоя модели пласта в конце безводного периода	S_{o61}
5. Остаточная нефтенасыщенность малопроницаемого прослоя модели пласта в конце безводного периода ..	S_{o62}
6. Остаточная нефтенасыщенность пор модели пласта в целом в конце безводного периода вытеснения	S_{o6}
7. Коэффициент вытеснения нефти водой из высокопроницаемого прослоя модели пласта	K_{B1}
8. Коэффициент вытеснения нефти водой из малопроницаемого прослоя модели пласта	K_{B2}
9. Средний коэффициент вытеснения нефти водой из модели пласта в целом	K_B
10. Прирост коэффициента вытеснения нефти водой из высокопроницаемого прослоя за водный период ..	ΔK_{B1}
11. Прирост коэффициента вытеснения нефти водой из малопроницаемого прослоя за водный период	ΔK_{B2}

12. Прирост среднего значения коэффициента вытеснения нефти водой в целом по модели	ΔK_B
13. Остаточная нефтенасыщенность высокопроницаемого прослая модели пласта в конце вытеснения нефти водой.....	S_{OB1}
14. Остаточная нефтенасыщенность малопроницаемого прослая модели пласта в конце вытеснения нефти водой.....	S_{OB2}
15. Средняя остаточная нефтенасыщенность пор модели пласта в конце вытеснения нефти водой	S_{OB}
16. Безразмерный объем прокачанной жидкости в конце вытеснения нефти водой.....	τ_B
17. Коэффициент вытеснения нефти после применения нового метода для высокопроницаемого прослая модели пласта	K_{BK1}
18. Коэффициент вытеснения нефти после применения нового метода для малопроницаемого прослая модели пласта	K_{BK2}
19. Средний коэффициент вытеснения нефти для модели пласта в целом после применения нового метода.....	K_{BK}
20. Остаточная нефтенасыщенность высокопроницаемого прослая модели пласта в конце процесса вытеснения.....	S_{OK1}
21. Остаточная нефтенасыщенность малопроницаемого прослая модели пласта в конце процесса вытеснения	S_{OK2}
22. Средняя остаточная нефтенасыщенность модели в целом в конце процесса вытеснения	S_{OK}
23. Безразмерный объем прокачанной жидкости в конце вытеснения нефти из модели пласта с применением нового метода	τ_K
24. Прирост коэффициента вытеснения нефти из высокопроницаемого прослая после применения нового метода.....	ΔK_{B1}
25. Прирост коэффициента вытеснения нефти из малопроницаемого прослая после применения нового метода.....	ΔK_{B2}
26. Средний прирост коэффициента вытеснения нефти для модели в целом	ΔK_B
27. Водный фактор в конце вытеснения нефти водой из высокопроницаемого прослая	R_{B1}
28. Водный фактор в конце вытеснения нефти водой из модели малопроницаемого прослая	R_{B2}

29. Средний водный фактор в конце вытеснения нефти водой из модели пласта в целом.....	R_B
30. Суммарный водный фактор в конце вытеснения нефти водой из высокопроницаемого прослоя.....	ΣR_{B1}
31. Суммарный водный фактор в конце вытеснения нефти водой из малопроницаемого прослоя.....	ΣR_{B2}
32. Суммарный водный фактор в конце вытеснения нефти водой для модели пласта в целом.....	ΣR_B
33. Водный фактор в конце вытеснения нефти с применением нового метода для высокопроницаемого прослоя.....	R_{BK1}
34. Водный фактор в конце вытеснения нефти с применением нового метода для малопроницаемого прослоя.....	R_{BK2}
35. Средний водный фактор в конце вытеснения нефти с применением нового метода для модели пласта в целом.....	R_{BK}
36. Суммарный водный фактор в конце вытеснения нефти с применением нового метода для высокопроницаемого прослоя.....	ΣR_{BK1}
37. Суммарный водный фактор в конце вытеснения нефти с применением нового метода для малопроницаемого прослоя.....	ΣR_{BK2}
38. Суммарный водный фактор в конце вытеснения нефти с применением нового метода для модели пласта в целом.....	ΣR_{BK}

Формулы для расчета основных характеристик вытеснения нефти из модели послойно-неоднородного пласта, состоящего из двух пропластков, приведены в табл. 5.1.

Таблица 5.1

Формулы для расчета основных характеристик вытеснения нефти из модели послойно-неоднородного (двухслойного) пласта

№ п/п	Наименование характеристики вытеснения	Формула расчета
1	Коэффициент вытеснения нефти из высокопроницаемого прослоя за безводный период	$K_{B61} = V_{H61}/V_{H1}$
2	Коэффициент вытеснения нефти из малопроницаемого прослоя за безводный период	$K_{B62} = V_{H62}/V_{H2}$
3	Средний коэффициент вытеснения нефти из модели в целом за безводный период	$K_{B6} = V_{H6}/V_H$
4	Коэффициент вытеснения нефти водой из высокопроницаемого прослоя	$K_{B1} = V_{H61}/V_{H1}$
5	Коэффициент вытеснения нефти водой из малопроницаемого прослоя	$K_{B2} = V_{H62}/V_{H2}$

Продолжение табл. 5.1

№ п/п	Наименование характеристики вытеснения	Формула расчета
6	Средний коэффициент вытеснения нефти водой из модели в целом	$K_B = V_{HB}/V_H$
7	Прирост коэффициента вытеснения нефти за водный период из высокопроницаемого прослоя	$\Delta K_{B1} = V'_{HB1}/V_{H1}$
8	Прирост коэффициента вытеснения нефти за водный период из малопроницаемого прослоя	$\Delta K_{B2} = V'_{HB2}/V_{H2}$
9	Средний прирост коэффициента вытеснения нефти водой за водный период по модели в целом	$\Delta K_B = V'_{HB}/V_H$
10	Безразмерный объем прокачанной жидкости к концу вытеснения нефти водой для высокопроницаемого прослоя	$\tau_{B1} = (V_{HB1} - V_{BB1})/V_{п1}$
11	Безразмерный объем прокачанной жидкости к концу вытеснения нефти водой для малопроницаемого прослоя	$\tau_{B2} = (V_{HB2} - V_{BB2})/V_{п2}$
12	Среднее значение безразмерного объема прокачанной жидкости к концу вытеснения нефти водой для модели в целом	$\tau_B = (V_{HB} - V_{BB})/V_{п}$
13	Коэффициент вытеснения нефти из высокопроницаемого прослоя после применения нового метода	$K_{BK1} = V_{HK1}/V_{H1}$
14	Коэффициент вытеснения нефти из малопроницаемого прослоя после применения нового метода	$K_{BK2} = V_{HK2}/V_{H2}$
15	Средний коэффициент вытеснения нефти из модели в целом после применения нового метода	$K_{BK} = V_{HK}/V_H$
16	Прирост коэффициента вытеснения нефти из высокопроницаемого прослоя после применения нового метода	$\Delta K_{B1} = \Delta V_{H1}/V_{H1}$
17	Прирост коэффициента вытеснения нефти из малопроницаемого прослоя после применения нового метода	$\Delta K_{B2} = \Delta V_{H2}/V_{H2}$
18	Прирост среднего коэффициента вытеснения нефти из модели в целом после применения нового метода	$\Delta K_B = \Delta V_H/V_H$
19	Безразмерный объем прокачанной жидкости через высокопроницаемый прослой модели в конце процесса вытеснения	$\tau_{K1} = V_{ж1}/V_{п1}$
20	Безразмерный объем прокачанной жидкости через малопроницаемый прослой модели в конце процесса вытеснения	$\tau_{K2} = V_{ж2}/V_{п2}$

Продолжение табл. 5.1

№ п/п	Наименование характеристики вытеснения	Формула расчета
21	Среднее значение безразмерного объема прокачанной жидкости через модель пласта в целом в конце процесса вытеснения	$\tau_k = V_{ж}/V_n$
22	Коэффициент остаточной нефтенасыщенности пор высокопроницаемого прослоя в конце процесса вытеснения	$S_{нк1} = (V_{нн1} - V_{нк1})/V_{п1}$
23	Коэффициент остаточной нефтенасыщенности пор малопроницаемого прослоя в конце процесса вытеснения	$S_{нк2} = (V_{нн2} - V_{нк2})/V_{п2}$
24	Коэффициент остаточной нефтенасыщенности пор модели пласта в целом в конце процесса вытеснения	$S_{нк} = (V_n - V_{нк})/V_n$
25	Суммарный водный фактор в конце вытеснения нефти водой для высокопроницаемого прослоя	$\Sigma R_{в1} = V_{вв1}/V_{нв1}$
26	Суммарный водный фактор в конце вытеснения нефти водой для малопроницаемого прослоя	$\Sigma R_{в2} = V_{вв2}/V_{нв2}$
27	Суммарный водный фактор в конце вытеснения нефти водой для модели в целом	$\Sigma R_{в} = (V_{вв1} + V_{вв2})/(V_{нв1} + V_{нв2})$
28	Суммарный водный фактор в конце вытеснения нефти для высокопроницаемого прослоя	$\Sigma R_{к1} = V_{вк1}/V_{нк1}$
29	Суммарный водный фактор в конце вытеснения нефти для малопроницаемого прослоя	$\Sigma R_{к2} = V_{вк2}/V_{нк2}$
30	Суммарный водный фактор в конце вытеснения нефти для модели в целом	$\Sigma R_{к} = (V_{вк1} + V_{вк2})/(V_{нк1} + V_{нк2})$
31	Проницаемость по воде высокопроницаемого прослоя	$k_1 = Q_1 \mu_b L / \frac{\pi d^2}{4} \Delta p$
32	Проницаемость по воде малопроницаемого прослоя	$k_2 = Q_2 \mu_b L / \frac{\pi d^2}{4} \Delta p$
33	Средний коэффициент проницаемости двухслойной модели по воде в конце эксперимента	$\bar{k} = (k_1 + k_2)/2$