

6

ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ВЫБОРУ ОПТИМАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПОСЛОЙНО- НЕОДНОРОДНЫХ ПЛАСТОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПДС И МПДС

6.1. ЗАДАЧИ ЭКСПЕРИМЕНТА, УСТАНОВЛЕНИЕ ОПРЕДЕЛЯЮЩИХ ПАРАМЕТРОВ ПРОЦЕССА И КРИТЕРИЕВ ПОДОБИЯ

Результаты лабораторных и теоретических исследований, приведенные в разделе 5, показали принципиальную возможность довытеснения остаточной нефти из малопроницаемых прослоев послойно-неоднородных пластов с применением ПДС и МПДС на поздней стадии заводнения нефтяных залежей.

Способ извлечения остаточной нефти при этом основывается на перераспределении закачиваемой воды по прослоям и зонам неоднородного пласта путем искусственного образования полимердисперсных систем (ПДС) или их модификаций в высокопроницаемых промытых водой объемах неоднородного пласта.

Большинство выводов о механизме и закономерностях образования ПДС и МПДС было получено на основе лабораторных исследований, выполненных без присутствия пористой среды. В то же время состав пород-коллекторов, удельная поверхность пористой среды, структура и размеры поровых каналов, присутствие остаточной нефти и некоторые другие факторы существенно влияют на процесс образования полимердисперсных систем и на формирование остаточного фильтрационного сопротивления промытых водой прослоев послойно-неоднородного пласта. Кроме того, на эффектив-

ность довытеснения нефти влияют соотношение проницаемостей высокопроницаемых и малопроницаемых прослоев пласта, а также начальное распределение объемов нефти по отдельным прослоям к моменту начала применения ПДС.

Моделирование процессов вытеснения нефти из послойно-неоднородных моделей пластов производилось с целью изучения закономерностей вытеснения нефти водой, определения влияния разработанных составов технологических жидкостей на фильтрационные характеристики пористой среды и процессы довытеснения остаточной нефти из малопроницаемых прослоев неоднородного пласта.

Исследование влияния неоднородности строения нефтяных залежей на динамику нефтеотдачи относится к числу наиболее важных задач совершенствования разработки нефтяных месторождений. Ее решение усложняется тем, что нефтенасыщенные коллекторы, как правило, характеризуются очень сложным геологическим строением. Даже в пределах одной залежи можно встретить различные типы неоднородности (прерывистость, слоистость, трещиноватость), изменение проницаемости и ряда других параметров пород по площади и объему, иногда называемое зональной неоднородностью пласта.

Для изучения влияния всех типов неоднородности строения нефтяной залежи широко применяются различные теоретические методы исследования. Одни типы неоднородности лучше исследуются методами механики сплошных сред, другие статистическими, третьи — экспериментальными методами. В частности, характер продвижения водонефтяного контакта в продуктивных пластах, толщина которых складывается из изолированных между собой пропластков разной проницаемости, и характер обводнения добываемой из них продукции можно описать обычными методами механики сплошных сред. Для оценки влияния прерывистости строения пород на нефтеотдачу пласта могут успешно применяться статистические методы исследований. Однако в реальных пластах встречаются и другие типы неоднородности, которые в настоящее время могут быть исследованы только экспериментальными методами. К числу таких типов неоднородности относится, например, послойная неоднородность пород. При этом пропластки разной проницаемости могут быть гидродинамически связанными или изолированными непроницаемыми прослойками.

Изучая процессы вытеснения нефти водой и другими нефтевытесняющими агентами на лабораторных установках и

получая результаты, которые можно было бы перенести непосредственно на реальный пласт, необходимо учитывать все факторы, определяющие величину охвата пород вытесняющим агентом и коэффициента полноты извлечения нефти. В однородных пористых средах коэффициент охвата зависит от геометрии пласта и системы расстановки скважин. В неоднородных отложениях значение этого коэффициента зависит также от характера и степени неоднородности пород, от отношения вязкостей вытесняемой и вытесняющей фаз и от разности их плотностей. Влияние всех перечисленных факторов учесть трудно, но можно учесть некоторые из них на лабораторных моделях.

Намного сложнее при лабораторном моделировании учесть факторы, влияющие на коэффициент полноты извлечения нефти из пор, занятых вытесняющей водой (коэффициент вытеснения).

Коэффициент вытеснения нефти водой зависит от целого ряда характеристик: от скорости вытеснения, поверхностного натяжения на границе двух фаз, разности их плотностей, структуры порового пространства, угла смачивания твердой фазы, содержания и свойств связанной воды, а также от химического состава нефти и вытесняющей ее жидкости или газа.

Неоднородность пласта, как отмечалось выше, является одним из главных факторов, оказывающих влияние на эффективность вытеснения нефти из пласта и на конечную нефтеотдачу. Очевидно, при вытеснении нефти из неоднородных пластов эффективность применения композиций химреагентов снижается из-за уменьшения коэффициента охвата пласта воздействием.

На основе обзора литературных данных и исходя из общих представлений о механизме процесса довытеснения нефти из терригенных коллекторов были выбраны наиболее важные факторы, влияющие на степень охвата неоднородного пласта воздействием при заводнении. Такими факторами являются: степень различия коэффициентов проницаемости отдельных прослоев послойно-неоднородного пласта, минимальные и максимальные значения коэффициентов проницаемости отдельных пропластков, наличие или отсутствие гидродинамической связи между прослоями, физико-химические свойства нефтewытесняющих композиционных систем, размеры создаваемых оторочек и некоторые другие. В лабораторных опытах изучали, как влияют на нефтеотдачу следующие факторы:

1) степень различия коэффициентов проницаемости отдельных прослоев послойно-неоднородного пласта (отношение коэффициентов проницаемости);

2) размеры создаваемых оторочек растворов композиций химреагентов;

3) составы технологических жидкостей, закачиваемых в модель пласта (ПДС, МПДС, ПАВ и др.) для увеличения конечной нефтеотдачи;

4) последовательность закачки технологических жидкостей (непрерывная, циклическая);

5) наличие или отсутствие гидродинамической связи между пропластками неоднородного пласта.

Модели послойно-неоднородного пласта с гидродинамически не связанными пропластками создавали, используя два или более параллельно включаемых в систему вытеснения кернодержателя с моделями пористых сред.

В соответствии с выводами теоретических исследований, приведенных в работе [41], и с учетом проницаемостной неоднородности продуктивных пластов выбранных объектов исследований при подготовке моделей пористых сред добывались следующих соотношений коэффициентов проницаемости отдельных пропластков послойно-неоднородного пласта:

$$k_1/k_2 < 2; \quad 2 < k_1/k_2 < 6 \quad \text{и} \quad k_1/k_2 > 6, \quad (6.1)$$

где k_1 и k_2 — коэффициенты проницаемости соответственно высокопроницаемого и низкопроницаемого прослоев.

Известно, что некоторые процессы, способствующие увеличению коэффициента охвата воздействием, такие как проточная капиллярная пропитка, фильтрация нефти из более нефтенасыщенных прослоев в менее нефтенасыщенные, могут происходить в неоднородных пластах при наличии гидродинамической связи между прослоями. Поэтому 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.

Модели неоднородного пласта, состоящего из двух гидродинамически связанных пропластков, как было показано в разделе 5, готовятся с использованием кернодержателей специальной конструкции [164]. В наших опытах кернодержателем служила труба из нержавеющей стали с внутренним диаметром не менее 30 мм, длиной 1 м. На одном конце кернодержателя устанавливается резиновая пробка с закреплен-

ной вдоль образующей перфорированной пластиной. Ширина пластины соответствует внутреннему диаметру кернодержателя. К пластине прикрепляется хлопчатобумажная ткань длиной, соответствующей длине кернодержателя. Таким образом, полость кернодержателя разделяется с помощью пластины и ткани на две равные половины. По обе стороны от стальной пластины в пробке устанавливаются две выходные трубки диаметром 6 мм для отбора вытесняемой жидкости. После предварительной подготовки кернодержателя каждая половина полости трубы заполняется подготовленным песком «крупной» и «мелкой» фракций. Концы кернодержателей закрываются и кернодержатель устанавливается на вибростенд для уплотнения. Коэффициенты проницаемостей отдельных прослоев по воздуху оцениваются путем набивки отдельных кернодержателей песком соответствующей фракции при одинаковом режиме уплотнения.

Следует отметить, что механизм увеличения охвата послойно-неоднородного пласта при заводнении, как отмечалось выше, основан на увеличении фильтрационного сопротивления пород для воды практически полностью обводненных высокопроницаемых пропластков, в результате чего происходит интенсификация вытеснения нефти водой из малопроницаемых пропластков. Основные технологические жидкости ПДС и МПДС, за исключением «ПДС+ЩСПК», практически не обладают более высокой по сравнению с водой нефтевытесняющей способностью. В связи с этим в качестве объектов исследований эффективности технологий довытеснения остаточной нефти выбирались залежи в послойно-неоднородных пластах без гидродинамической связи между отдельными пропластками. Целесообразность применения рассматриваемых МУН на основе ПДС и МПДС в послойно-неоднородных пластах с гидродинамически связанными прослоями необходимо обосновать путем проведения дополнительных исследований. В связи с этим большинство лабораторных опытов проводилось на моделях послойно-неоднородных пластов с гидродинамически несвязанными прослоями.

Лабораторные эксперименты по изучению процессов вытеснения нефти из неоднородных пластов водой и с использованием ПДС или их модификаций проводились в соответствии с ОСТ-39-195–86 и другими руководящими документами [60, 63, 120 и др.] при постоянном расходе вытесняющей жидкости. Режим вытеснения нефти при постоянном перепаде давления использовался лишь в отдельных случаях для экспресс-оценки эффективности процесса.

Используемые приборы и оборудование изготовлены из материалов, инертных по отношению к применяемым жидкостям (минерализованной воде, растворам ПАВ, полимеров, щелочей и др.) и не сорбируют ПАВ.

Для создания заданного противодействия на выходном конце кернодержателя устанавливался специальный контейнер с инертным газом (азот), подключенный в верхней части к газовому баллону высокого давления. В этом случае замер объема выходящих из образца жидкостей осуществлялся с помощью мерников высокого давления.

Лабораторные опыты по вытеснению проводились применительно к продуктивным пластам девонского горизонта, терригенным отложениям нижнего карбона месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, терригенным отложениям месторождений Западной Сибири и карбонатным коллекторам месторождений республик Татарстан и Башкортостан. Такой широкий выбор условий проведения лабораторных исследований объясняется тем, что значительная часть остаточных запасов нефти сосредоточена на объектах указанных нефтяных регионов. Кроме того, при подготовке и проведении исследований по созданию новых МУН, лабораторные и промысловые работы рассматривались как единое целое. Промысловые испытания новых технологий УНП являлись органическим продолжением лабораторных экспериментов, результаты которых позволяли судить об оптимальных условиях их применения и технологической эффективности.

При проведении лабораторных исследований процессов нефтевытеснения необходимо быть уверенным в том, что процесс, воспроизводимый в условиях опыта, точно или приближенно подобен натуральному. В большинстве случаев только при выполнении этого требования результаты исследований имеют практическую и теоретическую ценность.

Условия динамического подобного моделирования при решении задач фильтрации и вытеснения нефти из пористой среды впервые фундаментально разработаны Д.А. Эфросом, а затем развиты и дополнены отечественными и зарубежными исследователями. Критерии подобия в этих работах получили, исходя из предположения, что пласты сложены однородными породами, и поэтому их нецелесообразно использовать без уточнения условий неоднородных коллекторов. В последнем случае при выводе условий динамического подобия в систему определяющих параметров должны быть введены новые величины, характеризующие геометрию порового пространства

породы и степень ее неоднородности. Некоторые задачи моделирования процессов вытеснения нефти водой из неоднородных пористых сред рассмотрены Ш.К. Гиматудиновым [64].

Основой для установления параметров лабораторного опыта, как правило, служат безразмерные отношения величин, характеризующих физический процесс нефтевытеснения. Эти безразмерные соотношения (критерии или инварианты подобия) могут быть получены методом анализа размерностей или путем приведения к безразмерному виду уравнений, описывающих изучаемый процесс [27, 64, 189, 239].

Д.А. Эфросом условия подобия при вытеснении нефти водой получены из системы дифференциальных уравнений, описывающих усредненное движение, и граничных условий их решения. Эти уравнения были записаны без учета сжимаемости жидкости и изменения вязкости в зависимости от давления. При этих предположениях процесс вытеснения нефти водой с достаточной точностью описывается следующей системой дифференциальных уравнений [182]:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[\bar{k}_H \cdot \frac{\partial}{\partial x} \left(p + \frac{p_K}{2} \right) \right] = \frac{\mu_H m}{k} \frac{\partial p}{\partial t}; \quad (6.2)$$

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[\bar{k}_B \cdot \frac{\partial}{\partial x} \left(p - \frac{p_K}{2} \right) \right] = - \frac{\mu_B m}{k} \frac{\partial p}{\partial t}. \quad (6.3)$$

Граничные условия могут быть заданы в виде

$$p_1(t) - p_2(t) = \Delta p(t), \quad (6.4)$$

т.е. вытеснение при заданном перепаде давления, или в виде

$$k \left[\frac{k_H}{\mu_H} \cdot \frac{\partial}{\partial x} \left(p + \frac{p_K}{2} \right) + \frac{k_B}{\mu_B} \cdot \frac{\partial}{\partial x} \left(p - \frac{p_K}{2} \right) \right] = v_H + v_B = v(t), \quad (6.5)$$

т.е. вытеснение при заданном расходе.

Здесь в обозначении Д.А. Эфроса $\bar{k}_H = \frac{v_H \mu_H}{k(\partial p / \partial x)}$;

$\bar{k}_B = \frac{v_B \mu_B}{k(\partial p / \partial x)}$ — относительные проницаемости для нефти и

воды; μ_H и μ_B — вязкости нефти и воды; k — начальная проницаемость пористой среды; m — коэффициент пористости

пласта; ρ — водонасыщенность; $p = \frac{p_n + p_b}{2}$ — среднее давление; $p_k(\rho) = p_n - p_b > 0$ — капиллярное давление, являющееся функцией водонасыщенности; t — время; x — линейная координата.

Вследствие предположения о несжимаемости жидкостей абсолютное значение давления не влияет на процесс и, как видно из (6.4), существенна лишь величина перепада давлений.

Путем умножения и деления входящих в уравнения (6.2), (6.3), (6.4) и (6.5) переменных на соответствующие характерные значения длины L , перепада давления Δp_0 , времени t_0 уравнения (6.2), (6.3) и (6.4) приводятся к безразмерному виду

$$\frac{\partial}{\partial \xi} \left[\bar{k}_n \frac{\partial}{\partial \xi} \left(\bar{p} + \frac{\bar{p}_{k1}}{2} \cdot \frac{p_{k0}}{\Delta p_0} \right) \right] = \frac{\mu_n m L^2}{k t_0 \Delta p_0} \cdot \frac{\partial \rho}{\partial t}; \quad (6.2')$$

$$\frac{\partial}{\partial \xi} \left[\bar{k}_b \frac{\partial}{\partial \xi} \left(\bar{p} - \frac{\bar{p}_k}{2} \cdot \frac{p_{k0}}{\Delta p_0} \right) \right] = - \frac{\mu_b m L^2}{k t_0 \Delta p_0} \cdot \frac{\partial \rho}{\partial t}, \quad (6.3')$$

где \bar{p} и \bar{p}_k — безразмерные, т.е. относительные давления; $\xi = x/L$ — безразмерная длина; $\tau = t/t_0$ — безразмерное время.

За величину приведенного давления целесообразно [239] принимать начальную депрессию $\Delta p_0 = (\Delta p)_{t=0}$. Тогда безразмерные граничные условия запишутся в виде

$$\frac{p_1(t) - p_2(t)}{p_1(0) - p_2(0)} = \frac{\Delta p[t(\tau)]}{\Delta p_0}; \quad (6.4')$$

$$\bar{k}_n \frac{\partial}{\partial \xi} \left(\bar{p} + \frac{\bar{p}_k}{2} \cdot \frac{p_k}{\Delta p_0} \right) + \frac{\mu_n}{\mu_b} \bar{k}_b \frac{\partial}{\partial \xi} = \frac{L \mu_n v_0}{\Delta p_0 k} \bar{v}[t(\tau)]. \quad (6.5')$$

Д.А. Эфросом показано, что подобие процессов означает тождественность дифференциальных уравнений и граничных условий. Уравнение вида (6.2'), (6.3'), (6.4') или (6.5') относится, очевидно, как к натуральному процессу, так и к процессу, происходящему в модели.

Для того, чтобы уравнения для модели и природы тождественно совпадали, необходимо равенство коэффициентов при соответствующих членах. Кроме того, необходимо совпадение входящих в уравнения безразмерных функций и констант.

Подобие в случае вытеснения нефти водой достигается [239], если:

$$\left[\frac{p_{к0}}{\Delta p_0} \right]_{\text{мод}} = \left[\frac{p_{к0}}{\Delta p_0} \right]_{\text{нат}} ; \quad (6.6)$$

$$\left[\frac{\mu_{\text{H}} L^2 m}{k t_0 \Delta p_0} \right]_{\text{мод}} = \left[\frac{\mu_{\text{H}} L^2 m}{k t_0 \Delta p_0} \right]_{\text{нат}} ; \quad (6.7)$$

$$\left[\frac{L \mu_{\text{H}} v_0}{\Delta p_0 k} \right]_{\text{мод}} = \left[\frac{L \mu_{\text{H}} v_0}{\Delta p_0 k} \right]_{\text{нат}} ; \quad (6.8)$$

$$\left[\bar{k}_{\text{H}} \right]_{\text{мод}} = \left[\bar{k}_{\text{H}} \right]_{\text{нат}} ; \quad (6.9)$$

$$\left[\bar{k}_{\text{B}} \right]_{\text{мод}} = \left[\bar{k}_{\text{B}} \right]_{\text{нат}} ; \quad (6.10)$$

$$\left[\frac{\mu_{\text{H}}}{\mu_{\text{B}}} \right]_{\text{мод}} = \left[\frac{\mu_{\text{H}}}{\mu_{\text{B}}} \right]_{\text{нат}} ; \quad (6.11)$$

$$\left[\frac{p_{\text{к}}}{p_{к0}} \right]_{\text{мод}} = \left[\frac{p_{\text{к}}}{p_{к0}} \right]_{\text{нат}} = \varphi(\rho); \quad (6.12)$$

$$\left[\frac{\Delta p}{\Delta p_0} \right]_{\text{мод}} = \left[\frac{\Delta p}{\Delta p_0} \right]_{\text{нат}} = \varphi(\tau); \quad (6.13)$$

$$\left[\frac{v}{v_0} \right]_{\text{мод}} = \left[\frac{v}{v_0} \right]_{\text{нат}} = \Psi(\tau). \quad (6.14)$$

Подробный анализ условий подобия и методы определения параметров опыта при моделировании однородных пористых сред даны в работах Д.А. Эфроса. Поэтому рассмотрим далее проблемы реализации условий подобия, связанные с неоднородным строением пористой среды, и пути определения параметров модели неоднородного пласта и условия проведения опытов.

Д.А. Эфросом показано, что фазовые проницаемости \bar{k}_{H} и \bar{k}_{B} являются функциями водонасыщенности S_{B} и безразмерного комплекса $\frac{\sigma_{\text{B}}}{k |\text{grad} p|}$.

Учитывая, что при трехмерном потоке градиент давления существует по направлению всех координатных осей, дополнительные соотношения, обеспечивающие равенство соответствующих фазовых проницаемостей модели и натуры запишем в виде

$$\left[\frac{\sigma}{\bar{k}_x |\text{grad} p_x|} \right]_{\text{МОД}} = \left[\frac{\sigma}{\bar{k}_x |\text{grad} p_x|} \right]_{\text{НАТ}} ; \quad (6.15)$$

$$\left[\frac{\sigma}{\bar{k}_x |\text{grad} p_y|} \right]_{\text{МОД}} = \left[\frac{\sigma}{\bar{k}_x |\text{grad} p_y|} \right]_{\text{НАТ}} ; \quad (6.16)$$

$$\left[\frac{\sigma}{\bar{k}_x |\text{grad} p_z|} \right]_{\text{МОД}} = \left[\frac{\sigma}{\bar{k}_x |\text{grad} p_z|} \right]_{\text{НАТ}} . \quad (6.17)$$

Рассматривая параметры подобия (6.6) – (6.17), видим, что их реализация в опыте вызывает большие трудности. Одна из них заключается в том, что в эти параметры входят местные значения величин, характеризующих физические свойства горных пород, значение которых зависит от координаты. Кроме того, при воспроизведении некоторых безразмерных комплексов, характеризующих динамику потока, необходимо в каждой точке пористой среды знать соответствующие скорости потока и давления по координатным осям. Как отмечается в работе [64, 189, 239], эти затруднения, однако, можно преодолеть, если при моделировании учитывать значение и физический смысл соответствующих параметров подобия. Например, параметр

$$\pi_1 = \frac{p_k}{\Delta p} = \frac{\sigma \cos \theta}{\Delta p \sqrt{k/m}} \quad (6.18)$$

определяет внешние размеры модели. При выборе его необходимо, чтобы в модели капиллярное давление по отношению к внешней депрессии было столь же малым, как и в натуре. При нарушении этого условия капиллярное давление, развиваемое менисками, становится в пористой среде господствующим источником силы, под действием которой нефть вытесняется из модели. В природных условиях параметр π_1 очень мал, так как внешние перепады давления Δp , например, между нагнетательным и добывающим рядами скважин во много раз превышает среднее капиллярное давление, развиваемое менисками. Следовательно, при моделировании пара-

метра π_1 необходимо прежде всего исходить из значений этого параметра по направлению вытеснения — вдоль оси x .

Аналогичный анализ показывает, что исходным значением параметра подобия

$$\pi_2 = \frac{\sigma}{k |\text{grad} p|}, \quad (6.19)$$

который должен быть положен в основу при моделировании, также будет его величина вдоль оси x . Что же касается местных значений проницаемости k и пористости m , входящих в π_1 и π_2 , то их можно заменить величинами математических ожиданий распределения соответствующих параметров.

При моделировании процесса вытеснения нефти водой из неоднородных пород основная трудность заключается в реализации условий

$$\left[\frac{\bar{p}_k}{\Delta p} \right]_{\text{нат}} = \left[\frac{\bar{p}_k}{\Delta p} \right]_{\text{мод}}$$

или

$$\left[\frac{\sigma \cos \theta}{\Delta p \sqrt{k} / m} \right]_{\text{нат}} = \left[\frac{\sigma \cos \theta}{\Delta p \sqrt{k} / m} \right]_{\text{мод}} = \pi_1; \quad (6.20)$$

$$\left[\frac{\sigma}{\bar{k} |\text{grad} p|} \right]_{\text{нат}} = \left[\frac{\sigma}{\bar{k} |\text{grad} p|} \right]_{\text{мод}} = \pi_2; \quad (6.21)$$

$$\left[\frac{I_i}{L} \right]_{\text{нат}} = \left[\frac{I_i}{L} \right]_{\text{мод}} = \pi_3, \quad (6.22)$$

где I_i — расстояния, в пределах которых в пласте и в модели происходят существенные изменения физических свойств пород (зональная и послойная неоднородности пласта).

Совместное выполнение условий (6.20), (6.21) и (6.22) ведет к требованию сохранения условия

$$\left[\frac{L}{\sqrt{k_i}} \right]_{\text{нат}} = \left[\frac{L}{\sqrt{k_i}} \right]_{\text{мод}}, \quad (6.23)$$

что практически осуществить невозможно, так как проницаемость модели для этого должна быть очень малой.

Приближенное моделирование, однако, можно осуществить, если пренебречь некоторыми второстепенными усло-

виями подобия. При этом необходимо установить, что нереализуемые условия существенно не влияют на искомые закономерности.

Отношение $p_{к0}/\Delta p_0$ для натуральных условий есть величина очень малая. В этом случае возможно пренебречь в уравнениях (6.2) и (6.3) величиной капиллярного давления и считать, что процесс не зависит от соотношения $\frac{\sigma}{\sqrt{(k/m)\Delta p}}$.

Единственным критерием, связанным с капиллярностью, здесь является комплекс $\frac{\sigma}{k|\text{grad}p|}$, влияющий на значения фазовых проницаемостей \bar{k}_H и \bar{k}_B . Приближенное подобие будет достигнуто, если, сохраняя условие (6.21), пренебречь условием (6.20) и требовать для модели лишь достаточной малости капиллярного давления по сравнению с гидродинамическим перепадом давления.

Следует отметить, что физико-химические процессы, протекающие на контактах нефти и воды в пористой среде, тесно связаны со скоростью вытеснения и с начальными физико-химическими свойствами пластовой системы. Поэтому, чтобы избежать влияния гистерезисных явлений на результаты вытеснения, желательно в модели воспроизвести натурные скорости перемещения водонефтяного контакта и естественные физико-химические свойства пластовой системы. В связи с этим режимы вытеснения в наших лабораторных опытах выбирались исходя из условия обеспечения равенства скоростей фильтрации жидкостей, одинаковых с пластовыми.

Ш.К. Гиматудиновым [64] показано, что для средних условий (по проницаемости, вязкости нефти и воды, межфазному натяжению и углу смачиваемости) значения параметров будут равны $\pi_1 = 0,5 \cdot 10^{-2}$, $\pi_2 = 2,23 \cdot 10^6$, $\pi_3 = 1/200$, т.е. величина π_1 для натуральных условий очень мала и поэтому реализовать это условие в моделях затруднительно.

Пути преодоления этой трудности указал Д.А. Эфрос [239]. Он установил, что в опытах по вытеснению нефти водой можно не соблюдать пластовых значений параметров π_1 и π_2 , а ограничиваться теми значениями этих критериев, при которых интенсивность изменения нефтеотдачи от их значений уменьшается. В конкретных случаях по Д.А. Эфросу границу автомодельности необходимо установить эксперимен-

тально путем построения зависимости безводной нефтеотдачи от критериев π_1 и π_2 .

Специально поставленные эксперименты [96] показали, что изменение π_1 интенсивно влияет на процесс заводнения лишь до определенного значения этого критерия. При $\pi_1 \leq (0,12 - 0,15)$ можно не соблюдать равенства чисел π_1 для модели и природы, так как коэффициент вытеснения нефти мало зависит от дальнейшего уменьшения этого критерия. Что же касается пластовых значений параметра π_2 , то их можно без больших затруднений воспроизвести в лабораторных условиях.

Из приведенных соотношений для критериев подобия видно, что уменьшение поверхностного натяжения уменьшает перепад давления и не влияет на потребную длину модели. Можно избежать большой длины модели, если уменьшить проницаемость $k_{\text{мод}}$, сделав ее значительно меньше натурной.

Следует, однако, иметь в виду, что помимо трудностей, связанных с получением малопроницаемых модельных образцов, нет оснований считать, что при уменьшении проницаемости удастся сохранить геометрическое подобие порового пространства.

Малопроницаемые модели так же, как и модели большой длины, могут быть полезны при исследованиях специальных вопросов. Исследования же, цель которых — получение данных для конкретных месторождений, должны проводиться по возможности на соответствующих ядрах и жидкостях, физические свойства которых близки к пластовым. Кроме того, жесткие требования к параметру π_1 предъявляются в том случае, если при эксперименте оцениваются не только конечные результаты вытеснения, но и изучается динамика процесса (безводный коэффициент вытеснения, распределение насыщенностей и др.). В наших экспериментах в основном определяются конечные результаты опыта. Поэтому с учетом результатов оценочных расчетов и специальных опытов в наших экспериментах длина модели пористой среды принята равной 1 м.

Условие приближенного моделирования требует равенства относительных проницаемостей для нефти и воды (6.9) и (6.10) при заданном значении водонасыщенности пористой среды.

Известно, что для однотипных пород и свойств пластовых жидкостей значения относительных проницаемостей для нефти и воды зависят в основном от насыщенности порового пространства соответствующими фазами. Кроме того, кривую

«капиллярное давление p_k – насыщенность S » часто можно аппроксимировать соотношением [64]

$$\frac{1}{p_k^2} = cS. \quad (6.24)$$

Характер зависимости $p_k = f(S)$ определяется в основном распределением пор по размерам r и структурой поровых каналов

$$p_k = f(S) = F[f(r)]. \quad (6.25)$$

Учитывая (6.24) и (6.25), формулы для определения относительных проницаемостей по кривым $p_{к0} = f(S_B)$ можно представить в виде [64]

$$\bar{k}_B = \left(\frac{S_B - S_{BO}}{1 - S_{BO}} \right)^2 \frac{\int_0^S \frac{\partial S_B}{p_k^2}}{\int_0^1 \frac{\partial S_B}{p_k^2}}; \quad (6.26)$$

$$\bar{k}_H = \left(1 - \frac{S_B - S_{BO}}{1 - S_{HO} - S_{BO}} \right)^2 \frac{\int_S^1 \frac{\partial S_B}{p_k^2}}{\int_0^1 \frac{\partial S_B}{p_k^2}}, \quad (6.27)$$

где S_{HO} – минимальная остаточная нефтенасыщенность порового пространства нефтью; S_{BO} и S_B – остаточная и текущая водонасыщенность порового пространства.

Для удовлетворения условий (6.9) и (6.10) в наших экспериментах были использованы для создания моделей пластов, представленных терригенными кварцевыми породами, – кварцевый песок, полимиктовыми породами месторождений Западной Сибири карбонатных пластов – дезагрегированные естественные породы.

Моделирование связанной воды производилось путем насыщения моделей пластовыми водами соответствующих объектов. Модели пористых сред насыщались изовязкой моделью пластовой нефти. Начальное нефтевытеснение производилось сточными промышленными водами соответствующих объектов разработки. По нашему мнению, все это способствовало максимальному приближению условий лабораторных опытов к натурным пластовым.

При изучении значений текущего коэффициента охвата и динамики обводнения продукции скважин очень важно

уменьшить относительный размер стабилизированной зоны до минимума. Как известно, соотношение между длинами стабилизированной зоны и самого пласта определяется безразмерными параметрами [239]:

$$x^* = \frac{\sigma \cdot c}{\Delta p \sqrt{k/m}}, \quad (6.28)$$

где σ – поверхностное натяжение, дин/см; k – проницаемость, см²; m – пористость, доли ед.; x^* – относительный размер стабилизированной зоны; c – параметр, учитывающий отношение вязкостей вытесняемой и вытесняющей фаз; Δp – перепад давления, дин/см².

Чтобы свести погрешности эксперимента, обусловленные влиянием стабилизированной зоны, до величин, которыми можно пренебречь, в опытах на модели неоднородной пористой среды принято $x^* = 0,05$ [239].

При рекомендованном значении x^* постановка опытов при невысоких давлениях и сравнительно небольших моделях возможна только при резком снижении поверхностного натяжения на границе двух фаз и увеличении проницаемости пористой среды. А.Г. Ковалевым показано, что при снижении поверхностного натяжения σ до 5 дин/см кривые фазовых проницаемостей имеют обычную форму. Значения безразмерного параметра π_1 будут удовлетворять условию

$$\pi_1 = \frac{\sigma}{\Delta p \sqrt{k/m}} \leq 0,6.$$

При модельных скоростях вытеснения влияние сил гравитации, обусловленных разностью плотностей вытесняющей и вытесняемой фаз, будет очень мало. Для оценки их влияния в некоторых случаях проводят специальные исследования.

Используя имеющиеся данные лабораторных исследований процессов вытеснения нефти водой, можно установить, что в автомоделной области текущий коэффициент вытеснения зависит главным образом от объема прокачанной через пористую среду воды, соотношения вязкости нефти и воды, удельной поверхности породы и краевого угла смачивания. Текущий коэффициент вытеснения с учетом указанных факторов может быть представлен в виде многопараметрического семейства кривых, что для практических целей представляет определенное неудобство. Однако изучение вопроса показывает, что текущий коэффициент вытеснения нефти из пористой среды при заданном краевом угле

смачивания пропорционален величине безразмерного параметра

$$V_{\text{вп}} / \mu_0 S_0, \quad (6.29)$$

где $V_{\text{вп}}$ — количество воды, прокачанное через образец пористой среды, измеряемое в единицах от начального содержания в нем нефти; μ_0 — отношение вязкости нефти к вязкости воды; $S_0 = S_2/S_1$ — относительная удельная поверхность пористой среды.

6.2. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ИЗ МОДЕЛЕЙ НЕОДНОРОДНЫХ ПЛАСТОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПДС

Лабораторные опыты по изучению процессов вытеснения нефти из моделей пористых сред водой с применением полимердисперсных систем выполнялись по следующей схеме. Модель послойно-неоднородного пласта с гидродинамически не связанными пропластками создавалась путем использования двух или более параллельно включаемых в систему вытеснения кернодержателей с моделями пористых сред, различающимися коэффициентами проницаемости, пористости, гранулометрическим составом песка и содержанием остаточной воды.

Моделью пластовой нефти в опытах служила дегазированная нефть реальных нефтяных залежей, с добавлением очищенного керосина. Для создания связанной воды кернодержатель, заполненный песком, насыщался пластовой водой или ее моделью, соответствующей по составу солей и общей минерализации пластовым водам объектов применения технологий увеличения нефтеотдачи пластов с использованием ПДС. Плотность и динамическая вязкость моделей пластовых вод также соответствовала характеристикам реальных залежей.

Остаточная вода в моделях пористой среды создавалась путем насыщения ее водой при вакуумировании и последующего вытеснения керосином и путем взвешивания кернодержателя до и после насыщения модели пластовой водой. Для устранения возможных погрешностей в определении объема нефти за счет эмульгирования воды и нефти вытесненная из модели пористой среды жидкость в мерном цилиндре подвергалась тепловой обработке добавлением ПАВ. Через модель пласта пропусклось до 6 — 7 объемов пор нефти.

После насыщения модели пласта нефтью и определения коэффициента начальной нефтенасыщенности кернодержатели подключались в гидравлическую схему общей экспериментальной установки (см. рис. 5.6)

Первичное вытеснение нефти из моделей послойно-неоднородных пластов осуществлялось промысловой сточной водой из системы поддержания пластового давления. Промывка модели водой производилась до полного обводнения вытесняемой жидкости из высокопроницаемого прослоя послойно-неоднородного пласта с двумя гидродинамически не связанными пропластками.

При вытеснении нефти промысловой сточной водой, используемой в системе ППД, определялись следующие параметры:

- текущий коэффициент вытеснения нефти водой на любой момент времени или при заданном значении безразмерного объема прокачанной жидкости через модель пласта, выраженного в объемах пор модели;

- коэффициент вытеснения нефти за безводный период по каждому из прослоев модели послойно-неоднородного пласта;

- конечный коэффициент вытеснения нефти водой для каждого пропластка к моменту полного обводнения высокопроницаемого прослоя модели;

- обводненность вытесняемой жидкости из каждого прослоя модели на любой момент времени;

- перепад давления на концах модели пласта;

- скорость фильтрации жидкости в каждом прослое неоднородного пласта.

Кроме того, результаты измерений основных параметров лабораторного эксперимента позволяют рассчитать изменение относительных проницаемостей для нефти и воды в зависимости от среднего значения водонасыщенности пористой среды при заданном значении безразмерного объема прокачанной через модель жидкости.

В последние годы проведено много теоретических и экспериментальных исследований процесса вытеснения нефти из моделей однородных пористых сред; рассмотрен и изучен широкий круг вопросов, связанных с влиянием различных факторов на величину коэффициента вытеснения и нефтеотдачу; исследован характер продвижения водонефтяного контакта, продолжительность вытеснения и другие показатели его эффективности.

Однако особенности вытеснения нефти водой из неоднородных пористых сред изучены недостаточно полно. Полу-

ченные результаты по ряду причин носят предварительный характер. Влияние многих факторов, таких как соотношение проницаемостей отдельных прослоев послойно-неоднородных пластов при различных соотношениях вязкостей нефти и воды и другие изучено недостаточно. В связи с этим при проведении таких исследований имеет важное значение уточнение механизма формирования остаточной нефти на поздней стадии заводнения нефтяных залежей.

При изучении процесса вытеснения нефти водой из моделей послойно-неоднородных пластов будем использовать математическую модель объекта исследования. Для описания объекта удобно пользоваться представлением о кибернетической системе [2], которая схематически изображена на рис. 6.1. Часто такую кибернетическую систему называют черным ящиком [2, 3, 67]. Стрелки справа изображают численные характеристики целей исследования. В данном случае это коэффициенты вытеснения нефти за безводный период по высокопроницаемому и малопроницаемому прослоям соответственно $K_{вб1}$ и $K_{вб2}$, средний коэффициент вытеснения нефти за безводный период в целом по модели $K_{вб}$, коэффициент вытеснения нефти водой соответственно из высокопроницаемого и малопроницаемого прослоев $K_{в1}$ и $K_{в2}$ к моменту полного обводнения вытесняемой жидкости из высокопроницаемого прослоя, средний коэффициент вытеснения нефти водой в целом по модели $K_{в}$.

Стрелки слева на рис. 6.1 изображают управляемые факторы, влияющие на процесс. После выбора функций отклика необходимо обосновать и выбрать все существующие факторы, от значения которых зависит процесс вытеснения нефти водой из модели неоднородного пласта. Если какой-либо фактор окажется неуточненным, то это может привести к нежелательным последствиям.

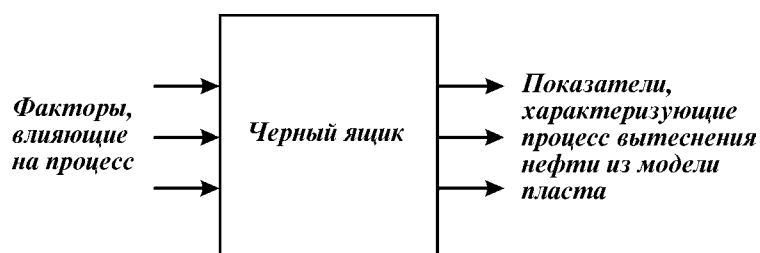


Рис. 6.1. Схема «черного ящика»

В общем виде функции отклика представляются в виде

$$K_{вбi} = K_{вбi}(k_i, k_1/k_2, m_i, \sigma_{ннi}, s_i, \sigma_{нв}, \theta, \Delta p, \mu_n, \mu_b, \Delta \rho, p, t); \quad (6.30)$$

$$K_{вi} = K_{вi}(k_i, k_1/k_2, m_i, \sigma_{ннi}, s_i, \sigma_{нв}, \theta, \Delta p, \mu_n, \mu_b, \Delta \rho, p, t); \quad (6.31)$$

$$K_{в} = K_{в}(k_1/k_2, m_1/m_2, \sigma_{нн1}/\sigma_{нн2}, s_1/s_2, \sigma_{нв}, \theta, \Delta p, \mu_n, \mu_b, \Delta \rho, p, t), \quad (6.32)$$

где k_1 и k_2 — коэффициенты проницаемости прослоев двухслойного пласта; m_i — коэффициент пористости i -го прослоя; $\sigma_{ннi}$ — начальная нефтенасыщенность; s_i — удельная поверхность пор; $\sigma_{нв}$ — межфазное натяжение между нефтью и водой; θ — угол смачивания; Δp — перепад давления между концами кернодержателя; μ_n и μ_b — соответственно вязкости нефти и воды; $\Delta \rho$ — разность плотностей воды и нефти; p и t — давление и температура в модели пласта.

Согласно (6.30) — (6.32) функции отклика для неоднородного пласта в общей постановке задачи зависят от 14 параметров. Для построения уравнения регрессии нелинейных моделей при планировании полного факторного эксперимента с варьированием кодированных параметров на двух уровнях, как известно, необходимо предусмотреть проведение $2^{14} = 16\,384$ опытов, что явно недостижимо и нерационально. Следовательно, необходимо сократить число экспериментов как за счет отсеивания малозначительных факторов, так и за счет уменьшения количества факторов. К малозначущим факторам можно отнести Δp , $\Delta \rho$ и $\sigma_{ннi}$. Лабораторные опыты, как было отмечено выше, проводились для условий терригенных коллекторов девона (Ромашкинское, Бавлинское, Ново-Елховское месторождения), терригенных коллекторов нижнего карбона некоторых месторождений Башкортостана и Татарстана, полимиктовых коллекторов месторождений Западной Сибири и карбонатных коллекторов порового типа. Если рассматривать результаты опытов для каждой группы месторождений в отдельности, то такие параметры, как коэффициент пористости, начальная нефтенасыщенность, удельная поверхность пор, угол смачивания и температура, были достаточно близки к реальным пластовым условиям. Тогда для построения приближенной математической модели процесса можно ограничиться учетом двух факторов — соотношения

коэффициентов проницаемости прослоев послойно-неоднородного пласта и отношения вязкости нефти к вязкости воды.

Для более детального изучения механизма воздействия ПДС на обводненные продуктивные пласты в зависимости от характеристик закачиваемых технологических жидкостей в целях совершенствования их заводнения проведена серия экспериментов по нефтевытеснению на моделях послойно-неоднородных пластов.

Исследования проводились путем приближенного моделирования условий разработки Ромашкинского и Ново-Елховского месторождений. Модели нефти готовили из дегазированных нефтей указанных месторождений, добавляя керосин до необходимой вязкости. Физико-химические свойства жидкостей, использованных при проведении лабораторных экспериментов, приведены в табл. 6.1.

Неоднородный пласт моделировался параллельным соединением двух гидродинамически несвязанных разнопроницаемых пропластков, представляющих собой цилиндрические металлические колонки, заполненные пористой средой из кварцевого песка широкого помола.

Согласно этой методике, остаточную водонефтенасыщенность и начальную нефтенасыщенность создавали на установке, схема которой показана на рис. 5.5. Процесс нефтевытеснения, закачку реагентов и доотмыв нефти осуществляли при постоянном расходе рабочих жидкостей на установке, принципиальная схема которой приведена на рис. 5.6.

Для моделирования присутствия в пористой среде связанной воды пористую среду насыщали дегазированной пластовой водой при одновременном вакуумировании с последующим ее вытеснением моделью нефти. Количество связанной

Таблица 6.1

Физико-химические свойства жидкостей, использованных в исследованиях, и условия проведения опытов

Месторождение	Модель жидкости	Минерализация воды, г/л	Плотность, кг/м ³	Вязкость, мПа·с	Температура, °С
Ромашкинское	Пластовая вода	270	1183	1,52	30 – 40
Ново-Елховское	Нефть	—	832	3,77	30 – 40
	Нагнетаемая вода	130	1089	1,10	30 – 40

воды и нефти в пористой среде определяли балансовым методом путем взвешивания кернодержателей до и после насыщения их водой и нефтью.

Методика проведения экспериментов заключалась в следующем. Сначала нефть вытеснялась закачиваемой водой с минерализацией 130 г/л до стабилизации коэффициента вытеснения и полного обводнения вытесняемой жидкости из высокопроницаемого пропластка и стабилизации фильтрационных характеристик. После этого в модель пласта закачивались оторочки технологических жидкостей.

Продвижение оторочек растворов химреагентов заданных размеров производили водой до новой стабилизации фильтрационных характеристик. Промывку модели пласта закачиваемой водой продолжали до полного обводнения вытесняемой жидкости и стабилизации коэффициента вытеснения.

Эффективность воздействия оценивали по остаточному фактору сопротивления пористой среды, приросту среднего коэффициента вытеснения нефти и по снижению обводненности вытесняемой жидкости. Первый из них позволяет оценить воздействие технологической жидкости на фильтрационные характеристики, а второй – полноту вытеснения нефти из модели пласта.

Прирост коэффициента вытеснения нефти из отдельных прослоев модели пласта определяли по формуле

$$\Delta K_{vi} = \Delta V_{ni} / \bar{V}_{ni}, \quad (6.33)$$

а прирост среднего коэффициента вытеснения нефти из модели в целом – по формуле

$$\Delta K_{в\text{ ср}} = \Delta V_n / \bar{V}_n, \quad (6.34)$$

где V_{ni} и V_n – начальное содержание нефти в i -м пропластке и в модели в целом; ΔV_{ni} и ΔV_n – объемы дополнительно вытесненной нефти из i -го пропластка и из модели в целом.

Результаты первичного вытеснения нефти водой без ПДС показали следующее: в моделях 2–3 (табл. 6.2) с соотношением проницаемостей от 7 до 18,0 при достижении 100%-ной обводненности вытесняемой жидкости по высокопроницаемому пропластку обводненность в целом по модели составляла 92,8–98,8%. При этом средний коэффициент вытеснения достигает своего предельного значения после прокачки соответственно 19,24–3,10 поровых объемов воды.

Сравнение динамики вытеснения нефти водой из моделей неоднородного пласта с соотношением проницаемостей про-

Таблица 6.2

Результаты лабораторных исследований влияния степени неоднородности модели пласта на средний коэффициент вытеснения нефти при закачивании ПДС

Но- мер моде- ли	Кэффи- циент прони- цаемости пористой среды, мкм ²	Соотно- шение прони- цаемос- тей про- пластков	Началь- ная неф- тенасы- щенность модели пласта, %	Показатели процесса вытеснения нефти						
				водой			после применения ПДС			
				Обвод- нен- ность, %	Кэф- фициент нефте- вытес- нения, %	Средний коэф- фициент вытес- нения, %	Обвод- нен- ность, %	Прирост среднего коэф- фициен- та вы- тесне- ния, %	Конеч- ный коэф- фициент вытес- нения, %	Средний коэф- фициент вытес- нения, %
1	2,52 0,14	— — 18,0	68,4	100	65,8	—	100	—	65,8	—
			70,8	0	9,8	—	100	—	65,0	—
			69,7	100	—	40,4	100	24,9	—	65,3
2	2,54 0,25	— — 10,2	68,4	100	68,2	—	100	—	68,2	—
			72,8	0	26,4	—	100	—	66,1	—
			70,6	96,4	—	47,4	100	19,6	—	67,0
3	2,52 0,36	— — 7,0	74,2	100	66,7	—	100	—	66,7	—
			73,8	0	40,8	—	100	—	64,2	—
			74,0	92,8	—	54,8	100	10,5	—	65,3

пластков 15,6 показало, что для модели пласта $k_1/k_2 = 15,6$ (рис. 6.2) подвижность жидкости по низкопроницаемому пропластку снижается практически до нуля (рис. 6.2, б, кривая 3) к моменту достижения 100%-ной обводненности вытесняемой жидкости. При этом подвижность жидкости по высокопроницаемому пропластку составила 0,780 мкм²/ (мПа·с) (рис. 6.2, в, кривая 3).

Обобщение результатов лабораторных опытов в рассматриваемых условиях показывает, что после прокачивания двух поровых объемов воды средний коэффициент вытеснения независимо от соотношения проницаемостей превышает 55 % (рис. 6.3). Для достижения более высокого среднего коэффициента вытеснения (62–65 %) при заводнении в зависимости от степени неоднородности пласта требуется прокачать значительные объемы воды.

С увеличением соотношения коэффициентов проницаемостей прослоев выше 18, средний коэффициент вытеснения нефти не превышает 40 % независимо от объема прокачанной воды.

Дальнейшее продолжение закачки воды становится нецелесообразным из-за отсутствия эффекта заводнения. Это свидетельствует о том, что в моделях пласта образуются соответствующие этому режиму трубки тока, по которым фильтруется закачиваемая вода, не оказывая существенного влияния на доотмыв остаточной нефти. К тому же известно, что в условиях разработки реальных месторождений, закачивание воды более трех поровых объемов экономически нецелесообразно.

В разделе 4 книги были приведены результаты лабораторных исследований механизма образования в пористой среде ПДС и МПДС при различных условиях. В частности, установлено, что структурно-механические свойства ПДС зависят от состава и объемов технологических жидкостей и ряда других факторов.

В связи с этим был выполнен цикл лабораторных исследований по оценке влияния состава технологических жидкостей и режимов их закачки в пласт. Основные результаты этих исследований приведены в табл. 6.3 и 6.4.

В модель пласта для извлечения остаточной нефти после заводнения закачали ПДС (0,2 поровых объема 0,05%-ного водного раствора полимера DKS-OKPF-40NT и такой же объем 1 %-ной глинистой суспензии). В моделях № 2, 3, 4 в отличие от пласта № 1 закачивание ПДС проводили до наступления стабилизации коэффициента нефтевытеснения, при

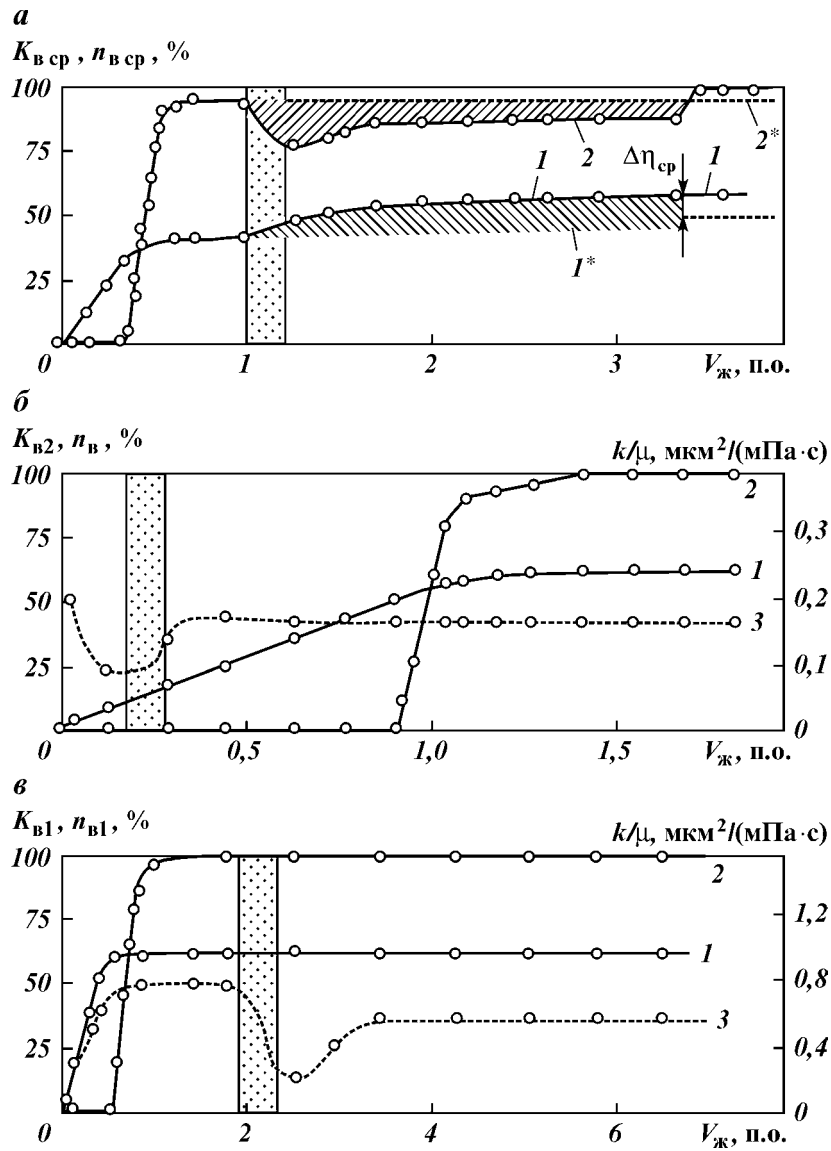


Рис. 6.2. Динамика процесса вытеснения нефти из модели послойно-неоднородного пласта ($k_1/k_2 = 15,6$) с применением ПДС: *а* – по модели пласта в целом, *б* – по низкопроницаемому пропластку, *в* – по высокопроницаемому пропластку; *1* – оторочка ПАА, *II* – глинистая суспензия, *1* – средний коэффициент вытеснения из модели (*а*) и коэффициент вытеснения (*б*, *в*), *I** – прогнозное значение среднего коэффициента вытеснения, *2* – обводненность продукции, *2** – прогнозная обводненность продукции, *3* – подвижность фильтрующей жидкости

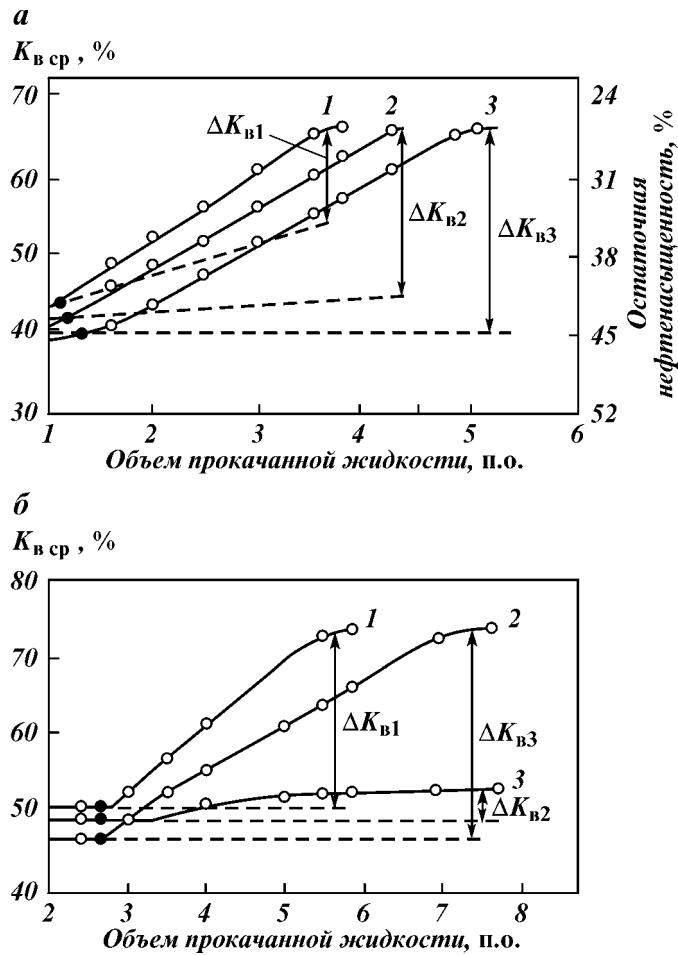


Рис. 6.3. Изменение среднего коэффициента вытеснения нефти $K_{в\ ср}$ при закачке в модель послойно-неоднородного пласта ПДС разного состава: *а* — при различных соотношениях коэффициентов проницаемости пропластков: 1 — 10,2; 2 — 15,6; 3 — 18,0; *б* — при различных объемах оторочек ПДС, %: 1 — 40; 2 — 20; 3 — 10. ● — начало закачки ПДС

обводненности вытесняемой жидкости 92,8— 98,8 % (см. табл. 6.3— 6.4). При закачке ПДС прирост среднего коэффициента вытеснения определялся с учетом среднего коэффициента вытеснения без применения ПДС, т.е. $\Delta K_{в\ ср}$ рассчитывали по разнице между прогнозным $K_{вп}$ и фактическим $K_{вф}$:

Таблица 6.3

Влияние степени неоднородности модели пласта и состава технологических жидкостей на процесс вытеснения нефти с применением ПДС

Но- мер мо- дели	Проницае- мость, мкм ²	Соотноше- ние прони- цаемостей пропластка	Доля фильтрующей жидкости по пластам, п.о.		Подвижность воды в пла- стах при обработке ПДС, мкм ² / (мПа·с)		Остаточный фактор сопротив- ления	Объем про- качанной воды, п.о.
			раствора ПАА	глинистой суспензии	до закачки ПДС	после за- качки ПДС		
1	2,52	—	0,192	0,175	0,780	0,422	1,85	—
	0,14	—	0,008	0,025	0,001	0,008		—
		18	0,200	0,200				7,52
2	2,50	—	0,187	0,180	0,765	0,432	1,78	—
	0,16	—	0,013	0,020	0,009	0,016		—
		15,6	0,200	0,200				9,89
3	2,54	—	0,180	0,171	0,757	0,428	1,77	—
	0,25	—	0,020	0,029	0,028	0,036		—
		10,2	0,200	0,200				1,80
4	2,52	—	0,165	0,159	0,752	0,430	1,75	—
	0,36	—	0,035	0,041	0,580	0,068		—
		7,0	0,200	0,200				0,72

Таблица 6.4

Результаты лабораторных опытов по изучению процесса нефтewытеснения с применением ПДС с различными технологическими параметрами

Но- мер мо- дели	Проницае- мость про- пластка, мкм ²	Результаты первичного заводнения			Оторочки	Объем ПДС, п.о.	Прирост среднего коэффици- ента вы- теснения, %	Остаточ- ный фак- тор со- противле- ния, доли ед.
		Коэффици- ент вытес- нения, %	Средний коэффици- ент вытес- нения, %	Обводнен- ность, %				
ПДС при различных концентрациях ПАА								
1	3,50 0,160	66,6 2,0	38,8	100 0 99,3	ПДС на основе 0,025%-ного рас- твора ПАА	0,2	0,6	1,15
2	3,50 0,257	67,7 2,4	37,2	100 0 99,8	ПДС на основе 0,05%-ного рас- твора ПАА	0,2	2,8	1,48
3	3,50 0,150	66,5 9,9	41,6	100 0 98,4	ПДС на основе 0,075%-ного рас- твора ПАА	0,2	3,2	1,60
4	3,50 0,160	67,0 3,5	38,2	100 0 98,8	ПДС на основе 0,1%-ного рас- твора ПАА	0,2	3,5	1,73
ПДС с изменяющейся концентрацией глины								
5	3,5 0,160	67,2 3,8	41,7	100 0 97,9	ПДС на основе 1 % ГС	0,2	2,8	1,40

Продолжение табл. 6.4

Но- мер мо- дели	Проницае- мость про- пластка, мкм ²	Результаты первичного заводнения			Оторочки	Объем ПДС, п.о.	Прирост среднего коэффици- ента вытес- нения, %	Остаточ- ный фак- тор со- противле- ния, доли ед.
		Кoeffици- ент вытес- нения, %	Средний коэффици- ент вытес- нения, %	Обводнен- ность, %				
6	3,95 0,25	67,7 6,2	39,6	100 0 99,3	ПДС на основе 2,5 % ГС	0,2	7,5	2,95
7	3,90 0,25	66,9 10,6	40,1	100 0 98,2	ПДС на основе 5 % ГС	0,2	21,2	4,42
ПДС с изменением циклов при постоянном объеме закачки технологической жидкости								
8	2,90 0,26	60,7 11,3	36,9	100 0 95,5	3 цикла ПДС на основе 1 % ГС	0,6	9,8	1,54
9	2,90 0,25	60,7 23,8	45,3	100 0 95,3	3 цикла ПДС на основе 3 % ГС	0,6	12,5	2,02
10	2,95 0,25	65,0 12,3	39,8	100 0 95,7	1 цикл ПДС на основе 1 % ГС	0,6	6,5	2,94
11	2,90 0,25	50,9 17,6	35,8	100 0 94,0	1 цикл ПДС на основе 3 % ГС	0,6	6,2	3,81

$$\Delta K_{в\text{ ср}} = K_{вф} - K_{вп}. \quad (6.35)$$

При этом за базу сравнения принимается объем вытесненной нефти к моменту ввода оторочек в модель пласта и коэффициент вытеснения, определяемый путем экстраполяции коэффициента вытеснения до 100%-ной обводненности вытесняемой жидкости.

После закачки ПДС наблюдается уменьшение подвижности воды в высокопроницаемых пропластках в 1,75–1,85 раза и увеличение подвижности в малопроницаемых пропластках на 16–45 %, что указывает на перераспределение фильтрационных потоков (см. табл. 6.3). Следовательно, в результате применения ПДС создаются условия для увеличения коэффициента дренирования менее проницаемого пропластка модели пористой среды.

Прирост коэффициента дренирования $\Delta\eta_{\Delta}$ определяли по балансовому методу:

$$\Delta\eta_{\Delta} = \frac{\Delta V_{н}}{V_{н2} \cdot K'_{в2}}, \quad (6.36)$$

где $\Delta V_{н}$ – количество дополнительно извлеченной нефти в результате воздействия; $V_{н2}$ – количество нефти в малопроницаемых пропластках до начала заводнения; $K'_{в2}$ – коэффициент вытеснения нефти из малопроницаемого пропластка.

В опытах № 1, 2, 3, 4 прирост коэффициента дренирования после вытеснения ПДС составляет от 21,9 до 84,3 %, причем с ростом соотношения проницаемостей пропластков прирост коэффициента дренирования увеличивается и абсолютное значение последнего достигает 84,3 % для модели № 1 с наибольшим соотношением проницаемостей пропластков.

За счет увеличения дренирования модели пласта коэффициент вытеснения по малопроницаемому пропластку возрастает с 9,8–26,4 % до 65–66,1 % (табл. 6.3, опыты 1–4), а средний коэффициент вытеснения в целом по модели пласта для этих случаев повышается на 6,4–24,9 % по сравнению с «прогноznым заводнением».

Уменьшение подвижности воды в высокопроницаемом пропластке после обработки ПДС позволяет извлечь дополнительную нефть из менее проницаемого пропластка (рис. 6.2, б, кривая 1), что не представляется возможным путем простого регулирования режима заводнения.

Обобщение результатов лабораторных исследований процессов нефтевытеснения при воздействии ПДС на неоднородный нефтеводонасыщенный пласт позволило установить влияние степени неоднородности пористой среды по проницаемости на эффективность применения ПДС. Изменение величины k_1/k_2 от 7 до 18 приводит к увеличению прироста среднего коэффициента вытеснения на модели пласта от 6,4 до 24,9 %. Эти результаты согласуются с данными, приведенными в работах других авторов.

По результатам экспериментальных исследований установлена линейная зависимость прироста среднего коэффициента вытеснения нефти из модели пласта от соотношения коэффициентов проницаемости пропластков: он увеличился с 9,8 до 65 %, а $K_{в\text{ ср}}$ вырос с 40,4 до 65,3 %, что является следствием увеличения дренирования менее проницаемого пропластка.

Прирост среднего коэффициента нефтевытеснения по сравнению с прогнозным по упомянутому выше методу в результате повышения фильтрационного сопротивления полностью обводненных пропластков составляет от 10,5 до 29,6 %. Установлена зависимость среднего коэффициента нефтевытеснения $\Delta K_{в\text{ ср}}$ от остаточного фактического сопротивления высокопроницаемого пласта после закачки ПДС в виде

$$\Delta K_{в\text{ ср}} = 1,6058 \frac{k_1}{k_2} - 5,5436 \quad (6.37)$$

при величине достоверности аппроксимации $R^2 = 0,968$.

На рис. 6.3 приведены результаты обработки пластов при различных объемах закачки ПДС. Анализ кривых (рис. 6.3, б) показывает, что с увеличением объема закачивания ПДС от 10 до 40 % прирост коэффициента вытеснения увеличивается от 9,8 до 24,2 %. Увеличение объемов оторочки ПДС приводит к росту остаточного фактора сопротивления и в итоге к увеличению среднего коэффициента вытеснения из модели пласта. Обработка экспериментальных данных методами математической статистики позволила установить линейную зависимость $\Delta K_{в\text{ ср}}$ от остаточного фактора сопротивления $R_{ост}$ высокопроницаемого пропластка модели пласта в виде

$$\Delta K_{в\text{ ср}} = 2,5104 R_{ост} - 0,9794. \quad (6.38)$$

Величина достоверности аппроксимации составила 0,989, что указывает на достаточно тесную связь между исследуемыми параметрами процесса.

Как следует из анализа результатов применения ПДС, ограничение фильтрации в высокопроницаемом пропластке приводит к существенному увеличению среднего коэффициента нефтевытеснения и ускорению отбора нефти (рис. 6.4).

Промысловые наблюдения показывают, что без применения гидродинамических методов УНП, таких как повышение давления нагнетания, цикличное воздействие и другие, не представляется возможной достаточно полная выработка запасов нефти в слабопроницаемых пропластках послыбно-неоднородного пласта.

В моделях № 2– 4 (см. табл. 6.2) малопроницаемые пропластки дают небольшой прирост коэффициента вытеснения при обводненности продукции до 92– 99 % (см. рис. 6.3). В таких пластах в реальных условиях для извлечения нефти требуется закачка значительных объемов воды, т.е. регулирование заводнения при этом возможно лишь путем увеличения мощности систем ППД.

Регулировать величину $R_{ост}$ можно и путем изменения концентраций компонентов ПДС, т.е. ПАА и глинистой суспензии (ГС). Эксперименты по моделированию вытеснения нефти из неоднородной пористой среды при изменяющихся концентрациях ПАА и ГС проводились по следующим технологиям.

В пласт водные растворы ПАА закачивались с концентрацией 0,05– 0,5 % (по массе), объем оторочки составлял 0,1 порового объема при неизменной концентрации и объемах закачки глинистой суспензии соответственно 1 % и 0,1 порового объема.

Варианты технологии довытеснения остаточной нефти вы-

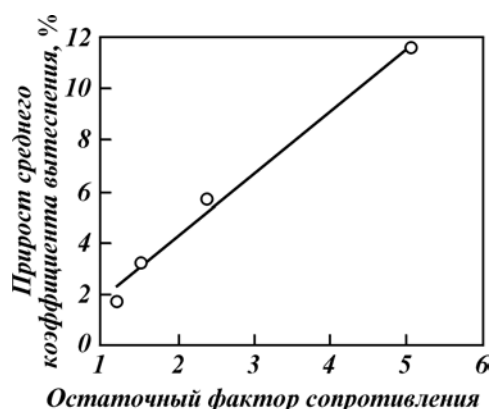


Рис. 6.4. Зависимость прироста среднего коэффициента вытеснения нефти из модели неоднородного пласта от остаточного фактора сопротивления после закачки ПДС

бирались так: при неизменном объеме оторочки ПДС концентрация ПАА в системе изменялась в пределах от 0,05 до 0,5 % (по массе) при неизменной концентрации глины в глинистой суспензии; при постоянной концентрации полиакриламида (ПАА) менялась концентрация глины и объемы глинистой суспензии (рис. 6.5).

Анализ результатов исследований показал (табл. 6.4, опыты 1–4), что повышение концентрации ПАА с 0,05 до 0,5 % приводит к увеличению $R_{\text{ост}}$ с 1,97 до 9,71 (табл. 6.5) и приросту среднего коэффициента вытеснения от 0,6 до 3,5 %. Увеличение концентрации ПАА более 0,1 % ограничено резким повышением давления нагнетания.

В лабораторных опытах при неизменной концентрации ПАА изменяли содержание глины в суспензии от 1 до 5 %, объем оторочки глинистой суспензии составлял 0,1 порового объема.

Результаты исследований приведены в табл. 6.4 (опыты 5–7). При увеличении содержания глины в суспензии $R_{\text{ост}}$ повышается с 2,8 до 21,2, а средний коэффициент вытеснения – с 1,40 до 4,42 %, однако, при этом возрастает вероятность осаждения глины на входном участке высокопроницаемого пропластка модели. С увеличением содержания глины в суспензии подвижность вытесняющей жидкости снижается.

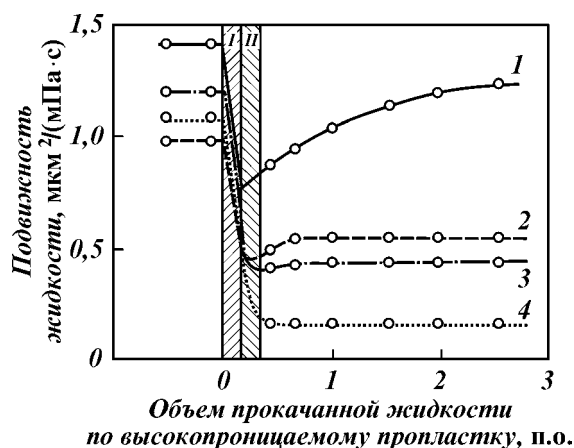


Рис. 6.5. Зависимость подвижности жидкости от содержания глины, входящей в состав ПДС.

Оторочки: I – ПАА, II – ГС; 1 – (ПАА – 0,05 %); 2 – (ПАА – 0,05 %, ГС – 1,0 %); 3 – (ПАА – 0,05 %, ГС – 2,5 %); 4 – (ПАА – 0,05 %, ГС – 5 %)

Таблица 6.5

Изменение остаточного сопротивления высокопроницаемого просоя модели пласта при закачке водного раствора ПАА (Accotrol-623)

Концентрация ПАА, % (по массе)	Объем оторочки, п.о.	Остаточный фактор сопротивления	Концентрация ПАА, % (по массе)	Объем оторочки, п.о.	Остаточный фактор сопротивления
0,050	0,1	1,97	0,100	0,1	3,85
0,050	0,2	3,75	0,200	0,1	4,45
0,050	0,3	5,80	0,300	0,1	5,23
0,075	0,1	3,21	0,500	0,1	9,71

Как видно из данных табл. 6.4 (опыты 5-6), при использовании 1,0–2,5%-ной глинистой суспензии происходит практически полное проникновение глинистых частиц в пористую среду – снижение $R_{ост}$ после очистки входа модели составляет 0–28 %. При повышении содержания глины в глинистой суспензии до 5 % $R_{ост}$ снижается до 1,95, при применении ПДС на основе 2,5 %-ной глинистой суспензии $R_{ост}$ составляет 2,12.

Использование 5%-ной глинистой суспензии в составе ПДС в реальных пластах может вызвать осаждение ПДС вблизи скважины. Этот процесс будет сопровождаться резким повышением давления, что существенно затруднит закачку расчетного объема ПДС.

Исследование воздействия ПДС с изменением количества циклов «ПАА и глинистая суспензия» и сокращением общего объема технологической жидкости (см. табл. 6.4, опыты 8-11) показали, что предпочтительнее проводить закачку ПДС с разбивкой на циклы, чем в виде одного цикла с использованием больших объемов оторочек ПАА и ГС. Циклическая операция позволяет вводить в удаленные зоны пласта необходимое количество ПДС и обрабатывать большие объемы залежи.

Таким образом, образование линий тока воды при всех методах заводнения исключает полное использование энергии пластовых и закачиваемых вод для повышения нефтеотдачи пластов. Применение полимердисперсных систем или аналогичных им технологий при заводнении позволяет достичь перераспределения потоков в неоднородных пластах для повышения охвата их воздействием и обеспечить тем самым более высокий коэффициент нефтеотдачи при одних и тех

же установленных мощностях системы ППД. Это указывает на то, что эти технологии совершенствования методов заводнения являются энергосберегающими. В зависимости от физико-геологических условий разработки технологические параметры ПДС можно регулировать путем изменения концентрации компонентов системы, объемов закачиваемых жидкостей, цикличности закачки ПАА и ГС.

6.3. ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ОСТАТОЧНОЙ НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ МПДС

Одним из способов повышения эффективности применения ПДС в технологических процессах совершенствования методов заводнения является модификация этих систем с применением различных химреагентов.

В разделе 4 книги была показана возможность модификации ПДС путем использования таких химических продуктов, как алюмосиликат, ЩСПК, хлористый кальций, хлористый магний, ацетат хрома, бихромат натрия, карбонат натрия, ПАВ и др.

В связи с этим задача данных исследований состояла в обосновании целесообразности применения химреагентов для модификации ПДС с целью улучшения процессов нефтевытеснения из моделей неоднородных пористых сред на основе изучения:

- 1) влияния модифицирующих химических продуктов на образование водоизолирующей массы в пластовых условиях;
- 2) нефтевытесняющих свойств модифицированных ПДС;
- 3) влияния минерализации и химического состава пластовых вод на свойства модифицированных ПДС;
- 4) обоснования технологических параметров применения модифицированных ПДС для ПНП.

В экспериментах были использованы: водные растворы ПАА; модифицирующие добавки: хлористый кальций (CaCl_2); алюмохлорид (AlCl_3); ацетат хрома [$\text{Cr}(\text{CH}_3\text{COO})_3$] и щелочной сток производства капролактама (ЩСПК).

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ НЕФТЕВЫТЕСНЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПДС, МОДИФИЦИРОВАННОЙ АЛЮМОХЛОРИДОМ

В качестве реагентов использовались алюмохлорид, полиакриламид и глинистая суспензия.

Моделирование вытеснения нефти из пористой среды

осуществлялось на моделях послойно-неоднородного пласта в соответствии с описанной выше методикой, разработанной в ОАО «НИИНефтепромхим».

Неоднородный пласт моделировался параллельным соединением двух гидродинамически несвязанных разнопроницаемых пропластков, представляющих собой цилиндрические металлические колонки, заполненные пористой средой из кварцевого песка (рис. 6.6).

Физико-химические свойства жидкостей, используемых при моделировании нефтевытеснения приведены в табл. 6.1.

Методика проведения экспериментов с «ПДС – $AlCl_3$ » заключалась в следующем. После вытеснения нефти водой до стабилизации коэффициента вытеснения и полного обводнения вытесняемой жидкости в модель пласта закачивались оторочки алюмохлорида в товарной форме и ПДС. Эффективность воздействия оценивалась по остаточному фактору сопротивления пористой среды и приросту среднего коэффициента вытеснения нефти по модели пласта в целом и по отдельным ее пропласткам.

В процессе лабораторных экспериментов изучалось влияние на эффективность воздействия каждого компонента системы «ПДС – $AlCl_3$ » последовательности закачек ПДС и $AlCl_3$, концентраций используемых химических продуктов и объемов оторочки.

В табл. 6.6 приведены характеристики пластов, объем и концентрация закачиваемых растворов, использованных на этом этапе экспериментов отдельно с каждой составляющей

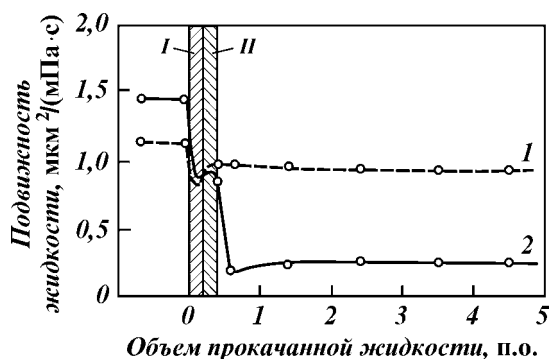


Рис. 6.6. Изменение подвижности жидкости, фильтрующейся по высокопроницаемому пропластку, после закачки «ПДС – $AlCl_3$ »:
1 – ПДС 0,1 порового объема; 2 – $AlCl_3$ – 0,11 порового объема

Таблица 6.6

Результаты исследований нефтewытеснения из послойно-неоднородных моделей пористой среды с использованием «ПДС – $AlCl_3$ »

Но- мер мо- дели пла- ста	Проницае- мость про- слоев пла- ста, мкм ²	Результаты первичного заводнения		Оторочки	Концентра- ция реаген- тов, %	Объем ото- рочки, п.о.	Прирост среднего коэффици- ента вытес- нения при закачива- нии реаген- тов в коли- честве 2,5 п.о., %	Остаточный фактор сопротив- ления, доли ед.
		Коэффици- ент вытес- нения, %	Средний коэффици- ент вытес- нения, %					
1	3,550 0,250	70,9 9,5 —	— — 43,0	I – ПДС	0,05	0,10	2,9	1,46
2	3,950 0,260	62,8 9,5 —	— — 58,4	I – ПДС II – $AlCl_3$	0,05 25,00	0,10 0,01	13,1	5,67
3	3,500 0,255	67,7 12,6 —	— — 43,4	I – $AlCl_3$	25,00	0,10	0,4	1,38

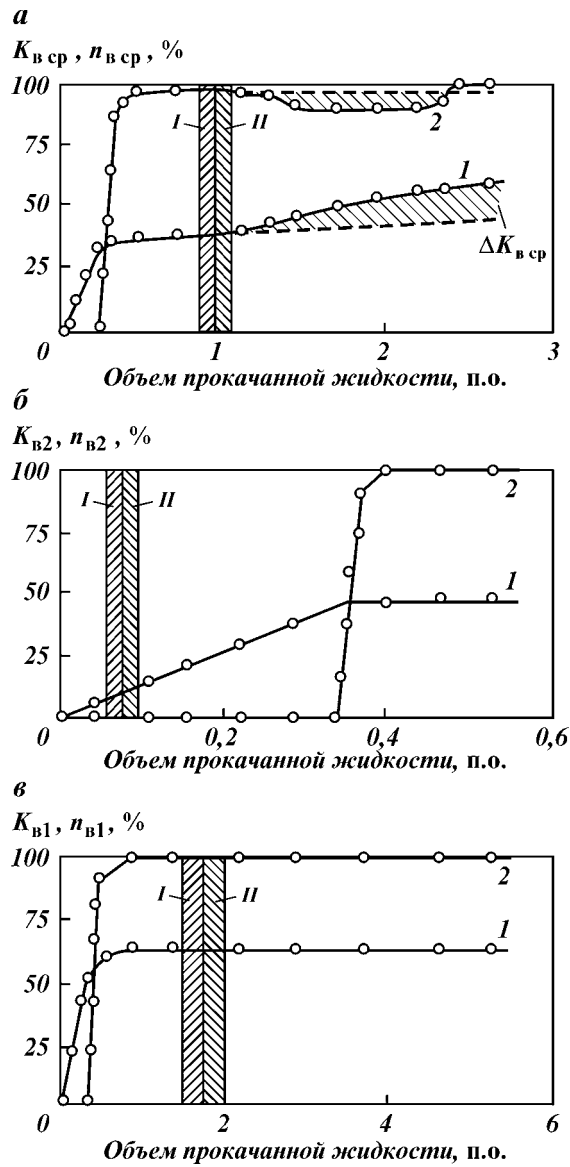


Рис. 6.7. Динамика процесса вытеснения нефти из модели неоднородного пласта с применением ПДС, модифицированной алюмохлоридом:
 а — по модели пласта в целом, б — по низкопроницаемому пропластку, в — по высокопроницаемому пропластку; I — оторочка ПДС; II — оторочка алюмохлорида; 1 — средний коэффициент вытеснения нефти из модели (а) и коэффициенты вытеснения (б, в); 2 — обводненности продукции

(только путем закачки ПДС и только $AlCl_3$) системы «ПДС – $AlCl_3$ » и результаты их воздействия на нефтеводонасыщенную модель пласта. На основании анализа данных, представленных в табл. 6.6 и на рис. 6.7 можно сделать следующие выводы:

1) заводнение базовой ПДС создает остаточный фактор сопротивления в продуктивном пласте $R_{ост} = 1,46$ и обеспечивает прирост среднего коэффициента вытеснения нефти из модели $\Delta\eta_{ср}$ на 2,9 %. При создании оторочек только из алюмохлорида в товарной форме в тех же объемах показатели остаточного фактора сопротивления и прироста среднего коэффициента вытеснения нефти составляют соответственно 1,38 и 0,4;

2) при последовательном закачивании алюмохлорида и ПДС в соотношении объемов 1:10 остаточный фактор $R_{ост} = 5,67$; а $\eta_{ср} = 13,1$ %;

3) увеличение фильтрационного сопротивления высокопроницаемого пропластка за счет образования металл-полимерного комплекса Al^{3+} – ПАА в пористой среде приводит к снижению подвижности воды в высокопроницаемом пропластке от 1,45 до 0,3 $мкм^2/(мПа·с)$ (см. рис. 6.6);

4) система «ПДС – $AlCl_3$ » не обладает нефтеотмывающими свойствами (рис. 6.7, в). Как видно из рис. 6.7, а, кривая 2, из низкопроницаемого пропластка наблюдается вытеснение нефти, сопровождающееся уменьшением обводненности вытесняемой жидкости. Происходит увеличение среднего коэффициента вытеснения нефти из модели пласта (рис. 6.7, а, кривая 1).

На втором этапе исследований проведена серия экспериментов с применением «ПДС – $AlCl_3$ » по изучению влияния на процессы вытеснения остаточной нефти следующих факторов:

- 1) концентрации алюмохлорида;
- 2) объема оторочки раствора алюмохлорида;
- 3) последовательности закачки ПДС и $AlCl_3$.

Результаты экспериментальных исследований зависимости показателей технологической эффективности довытеснения остаточной нефти от концентрации алюмохлорида приведены в табл. 6.7 и на рис. 6.8.

Из анализа данных, представленных на рис. 6.8, видно, что максимальный прирост среднего коэффициента вытеснения нефти из модели пласта и $R_{ост}$, равный соответственно 18,7 % и 4,52, достигается при использовании 1%-ного раствора алюмохлорида в качестве модификатора ПДС.

Таблица 6.7

Технология закачки хлорида алюминия и ПДС, рекомендованная к промышленным испытаниям и внедрению в условиях терригенных коллекторов девонского горизонта

Последовательность закачки	Компоненты технологической жидкости	Массовое содержание растворов, %	Объем оторочек, п.о.
I	$AlCl_3$	25,0	0,01
II	ПАА	0,05	0,10
III	ГС	1,00	0,10

Это объясняется тем, что сшивание полиакриламида ионом Al^{3+} наиболее эффективно происходит при малых концентрациях $AlCl_3$. В интервале концентраций $AlCl_3$ от 1 до 5 % происходит снижение показателя $R_{ост}$ от 4,52 до 3,95 и прироста среднего коэффициента вытеснения нефти от 18,7 до 12,2 % (см. табл. 6.7 и рис. 6.7). К концу прокачивания оторочек фактор сопротивления при концентрациях $AlCl_3$ 25; 10; 5; 1 % и ПДС (ПАА – 0,05 %, ГС – 1 %) составил соответственно 2,5; 2,2; 3,95 и 4,52.

При изменении последовательности закачки на обратную, т.е. закачка алюмохлорида производится после ПДС, величина $R_{ост}$ снижается в 3 раза, что приводит к уменьшению при-

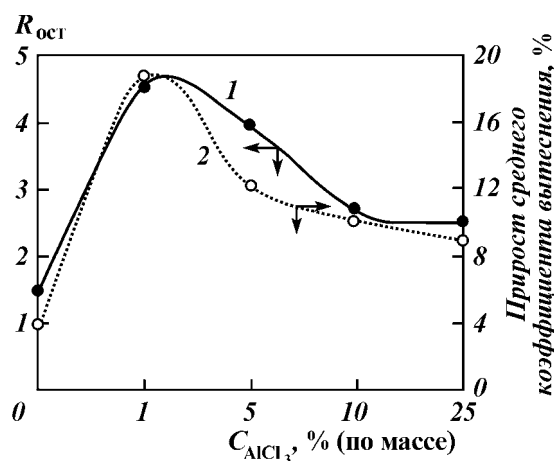


Рис. 6.8. Изменение остаточного фактора сопротивления $R_{ост}$ высокопроницаемого пропластка модели неоднородного пласта (1) и прироста среднего коэффициента вытеснения нефти (2) в зависимости от концентрации раствора $AlCl_3$ в модифицирующей оторочке (объем оторочки равен 0,01 порового объема)

роста коэффициента вытеснения остаточной нефти из модели пласта.

По результатам экспериментальных исследований процессов вытеснения остаточной нефти из моделей неоднородных пластов можно сделать следующие выводы.

1. Разработанная технология, предусматривающая последовательное закачивание ПДС за алюмохлоридом в обводненный продуктивный пласт, позволяет повысить эффективность применения базовой ПДС при заводнении нефтеводонасыщенного пласта на 13,1 %.

2. Прирост среднего коэффициента вытеснения при закачивании системы «ПДС – $AlCl_3$ » по сравнению с базовой технологией происходит за счет увеличения охвата пластов заводнением вследствие модификации алюмохлоридом поверхности пористой среды и самой ПДС.

3. При изменении последовательности закачки компонентов системы « $AlCl_3$ – ПДС» на обратную, т.е. «ПДС – $AlCl_3$ », эффективность нефтевытеснения снижается при прочих равных условиях на 7,4 %.

4. Для проведения промысловых испытаний и внедрения при заводнении пластов, представленных терригенными коллекторами девонского горизонта, рекомендуется технология, основные характеристики которой приведены в табл. 6.7.

ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ВЫТЕСНЕНИЯ ОСТАТОЧНОЙ НЕФТИ ИЗ МОДЕЛЕЙ ПОСЛОЙНО-НЕОДНОРОДНЫХ ПОРИСТЫХ СРЕД С ПРИМЕНЕНИЕМ ПДС И ЩСПК

В качестве реагентов были использованы ЩСПК, полиакриламид и глинистая суспензия.

Вытеснение остаточной нефти из пористой среды осуществлялось на моделях послойно-неоднородного пласта в режиме постоянного расхода вытесняющей жидкости в диапазоне температур от 30 до 90 °С.

Методика проведения эксперимента заключалась в следующем. После вытеснения нефти водой до стабилизации коэффициента вытеснения нефти из высокопроницаемого прослоя и фильтрационных характеристик в пласт закачивали оторочки технологических жидкостей. В качестве технологической жидкости, наряду с ПДС, был использован ЩСПК в товарной форме или в виде водного раствора 7,5; 15,0; 22,5 % -ной концентрации. Эффективность воздействия оценивали, как и в экспериментах с базовой ПДС, по остаточному фак-

тору сопротивления пористой среды и приросту среднего коэффициента вытеснения нефти.

В лабораторных опытах изучали влияние на эффективность воздействия каждого компонента системы «ПДС – ЩСПК» в отдельности, объемов оторочки и ряда других технологических параметров.

В табл. 6.8 приведены характеристики пластов, объем и концентрация технологических жидкостей, использованных на первом этапе экспериментов, отдельно с каждой составляющей системы «ПДС – ЩСПК» и результаты их воздействия на нефтеводонасыщенный коллектор. На основании анализа данных, представленных в табл. 6.8 и на рис. 6.9, установлено следующее:

1) обработка промытого водой неоднородного пласта базовой ПДС создает остаточный фактор сопротивления в продуктивном пласте $R_{ост} = 1,46$ и обеспечивает прирост среднего коэффициента вытеснения нефти в условиях опытов до $\Delta K_{в\ ср} = 3,9 \%$;

2) при последовательном закачивании ЩСПК и ПДС с соотношением объемов 1:4 остаточный фактор $R_{ост}$ увеличивается до 3,2, а $\Delta K_{в\ ср} = 22,8 \%$. Кратное возрастание остаточного фактора сопротивления и среднего коэффициента вытеснения подтверждает эффективность воздействия на остаточную нефть системой «ПДС – ЩСПК»;

3) образование водоизолирующей массы, повышающей фильтрационное сопротивление пористой среды, происходит в основном в высокопроницаемом пропластке (рис. 6.9, в, кривая 3);

4) фильтрация ЩСПК в высокопроницаемом пропластке приводит к некоторому увеличению коэффициента вытеснения (рис. 6.9, в, кривая 1).

На втором этапе исследований с применением ПДС – ЩСПК проведена серия экспериментов по изучению закономерностей влияния на нефтеотдачу модели пласта и изменения фильтрационных характеристик пористой среды от следующих факторов:

- 1) концентрации ЩСПК;
- 2) объема оторочки ЩСПК;
- 3) последовательности закачки ПДС и ЩСПК.

Результаты экспериментальных исследований зависимости технологических показателей от концентрации ЩСПК приведены на рис. 6.10 и 6.11. Анализ представленных данных позволяет сделать следующее заключение. С увеличением концентрации модифицирующей добавки ЩСПК в воде, за-

Таблица 6.8

Результаты исследований вытеснения нефти из моделей неоднородных пластов с использованием ПДС, модифицированной ЩСПК

Коэффициенты проницаемости прослоев, мкм ²	Результаты первичного вытеснения водой			Оторочки	Концентрация реагентов, %	Объем оторочки, п.о.	Прирост среднего коэффициента нефтевытеснения (%) при закачивании реагентов в количестве (п.о.)				Остаточный фактор сопротивления, доли ед.
	Коэффициент нефтевытеснения, %	Средний коэффициент нефтевытеснения, %	Обводненность вытесняемой жидкости, %				0,5	1,0	1,5	2,0	
3,49 0,26	70,9 9,5 —	— — 43,0	100 0 98,6	I — ПАА II — ГС	0,05 1,00	0,10 0,10	1,1	1,4	2,8	3,9	1,46
2,72 0,26	63,9 13,6 —	— — 39,8	100 0 96,1	ЩСПК	Товарная форма	0,2	0,1	0,2	0,3	0,4	1,10
2,90 0,26	61,1 2,1 —	— — 34,2	100 0 99,5	I — ЩСПК II — ПАА III — ГС	Товарная форма 0,05 1,00	0,05 0,10 0,10	8,0	12,4	16,7	22,8	3,20

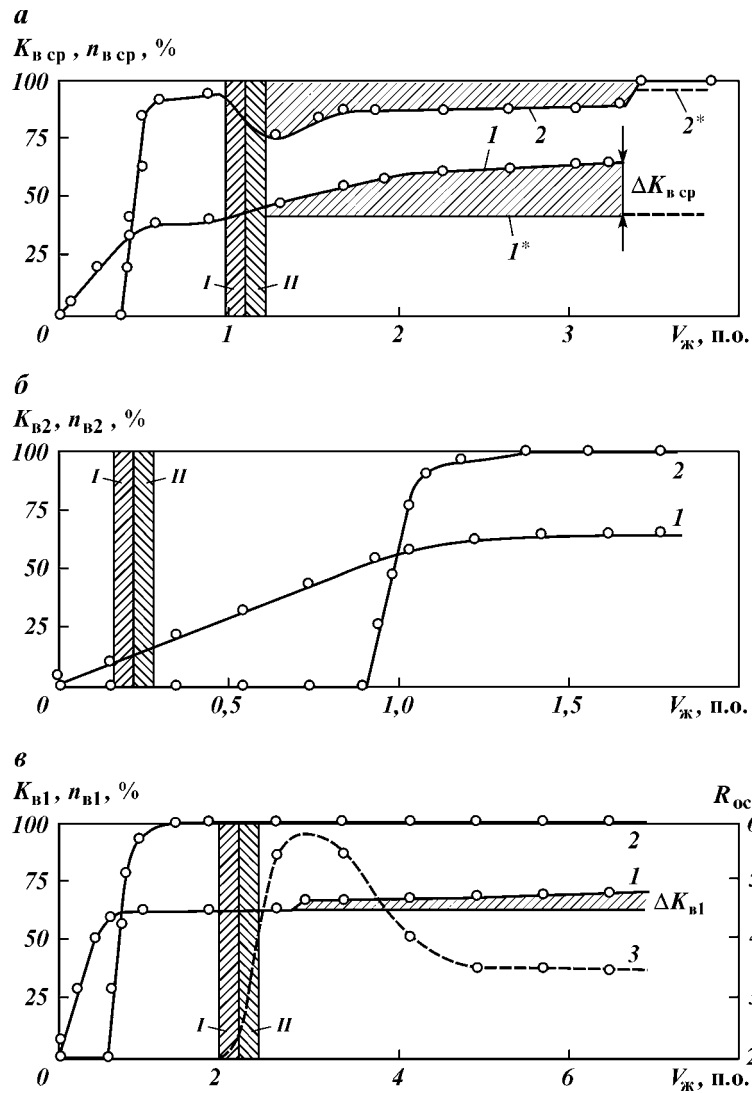


Рис. 6.9. Динамика процесса вытеснения нефти из модели неоднородного пласта с применением ПДС, модифицированной ЩСПК:
 а — по модели пласта в целом, б — по низкопроницаемому пропластку, в — по высокопроницаемому пропластку; I — оторочка ПАА; II — оторочка ЩСПК; 1 — средний коэффициент вытеснения (а) и коэффициент вытеснения в пропластках (б, в); 1* — прогнозное значение среднего коэффициента вытеснения; 2 — обводненность вытесняемой жидкости; 2* — прогнозная обводненность вытесняемой жидкости; 3 — фильтрационное сопротивление; $\Delta K_{в1}$ — прирост коэффициента вытеснения нефти в высокопроницаемом пропластке

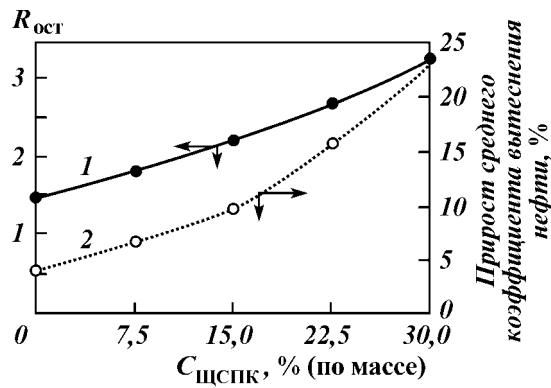


Рис. 6.10. Зависимость прироста среднего коэффициента вытеснения нефти и остаточного фактора сопротивления $R_{ост}$ от концентрации ЩСПК (объем оторочки равен 0,05 порового объема):
1 — остаточный фактор сопротивления; 2 — прирост коэффициента нефтеотдачи

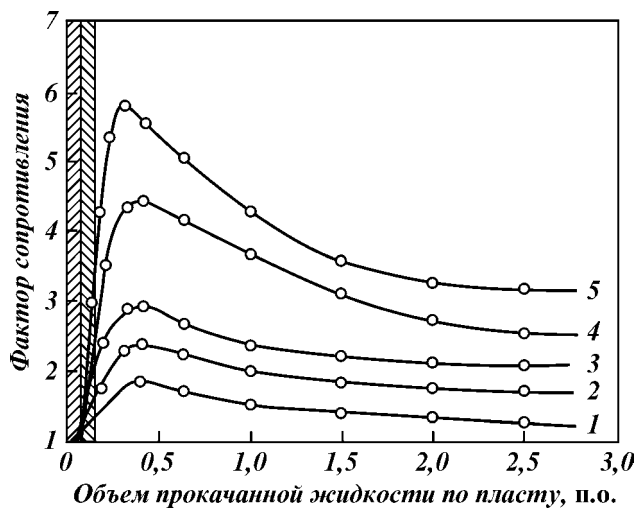


Рис. 6.11. Изменение фактора сопротивления неоднородного пласта в зависимости от объема прокачанной жидкости при различных концентрациях оторочки ЩСПК, закачиваемой перед ПДС.
Массовое содержание ЩСПК, %: 1 — 0; 2 — 7,5; 3 — 15,0; 4 — 22,5; 5 — 30

качиваемой перед ПДС, средний коэффициент вытеснения нефти из модели пласта увеличивается. Уменьшение ее концентрации приводит к ухудшению показателей эффективности процесса довытеснения остаточной нефти. К концу про-

качивания оторочек ЩСПК и ПДС фактор сопротивления при массовом содержании ЩСПК 30; 22,5; 15,0 и 7,5 % и ПДС (ПАА – 0,05 %, ГС – 1 %) составил соответственно 5,8; 4,18; 3,05 и 2,4 (рис. 6.11).

Был выполнен специальный цикл лабораторных экспериментов по изучению влияния последовательности закачки ЩСПК на процесс вытеснения остаточной нефти. Установлено, что при изменении последовательности закачки на обратную, т.е. ЩСПК после ПДС, величина $R_{ост}$ снижается в 1,5–2,0 раза. Примерно во столько же раз уменьшается прирост среднего коэффициента вытеснения нефти из модели пласта (см. рис. 6.10).

Как отмечалось выше, ЩСПК имеет лучшие нефтевытесняющие свойства, чем вода, из-за проявления поверхностно-активных свойств. При изучении процессов довытеснения остаточной нефти при совместном закачивании ЩСПК и ПДС влияние указанного фактора определялось путем измерения объема нефти в пласте с высокой проницаемостью. Эта методика основывается на том, что при использовании базовой ПДС, не обладающей нефтеотмывающими свойствами, после полного обводнения высокопроницаемого пласта вытеснение нефти из него не происходит. Эта закономерность наблюдается и при использовании таких реагентов, как силикат натрия, кремниевая кислота, гелеобразующие композиции, вязкоупругие системы на основе ПАА и других технологических жидкостей.

В наших лабораторных опытах по вытеснению остаточной нефти из моделей неоднородных пластов также происходило вытеснение некоторого объема нефти из высокопроницаемого прослоя. Результаты этих наблюдений приведены в табл. 6.9.

Из данных табл. 6.9 видно, что закачивание ЩСПК с ПДС в неоднородные пласты позволяет увеличить дренирование пористой среды и обеспечить некоторый прирост среднего

Таблица 6.9

Прирост коэффициента вытеснения нефти по высокопроницаемому пропластку модели неоднородного пласта с применением ПДС, модифицированной ЩСПК

Номер модели пласта	16	17	18	19	20	21	22	23
Прирост коэффициента нефтевытеснения, %	1,78	2,69	2,72	3,07	2,75	3,01	2,56	3,14

Таблица 6.10

**Оптимальные параметры технологии закачки ЩСПК и ПДС
в терригенные коллекторы для вытеснения остаточной нефти**

Последовательность закачки реагентов	Состав технологической жидкости	Массовое содержание реагента, %	Объем оторочек, п.о.	Объемное соотношение ПДС:ЩСПК
I	ЩСПК	30,00	0,05	4:1
II	ПАА	0,05	0,10	
III	ГС	1,00... 3,00	0,10	

коэффициента вытеснения нефти по сравнению с базовой технологией УНП с применением ПДС.

Таким образом, по результатам экспериментальных исследований на моделях неоднородных пластов можно сделать следующие выводы.

1. Разработанная технология, основанная на последовательном закачивании ПДС за ЩСПК в обводненный продуктивный пласт, позволяет увеличить средний коэффициент вытеснения нефти из модели послойно-неоднородного пласта в условиях терригенных коллекторов месторождений Татарстана по сравнению с применением базовой ПДС.

2. Эффективность процесса вытеснения остаточной нефти из пористой среды повышается с увеличением концентрации ЩСПК и объема прокачанной жидкости. Оптимальной является концентрация ЩСПК, равная 25–30 % (по массе).

3. При изменении последовательности закачки компонентов системы «ЩСПК – ПДС» на обратную, т.е. «ПДС – ЩСПК», эффективность применения технологии, при прочих равных условиях, существенно снижается.

4. Для промысловых испытаний и внедрения при заводнении нефтяных залежей в терригенных коллекторах предложена технология, основные характеристики которой приведены в табл. 6.10.