

1

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАВОДНЕНИЕМ

1.1. МЕТОДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ МНОГОПЛАСТОВЫХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Разработка многопластовых нефтяных месторождений заводнением осуществляется путем выделения эксплуатационных объектов, разбуриваемых самостоятельной сеткой скважин, включающих один или несколько пластов, имеющих достаточные запасы нефти. Эта система должна обеспечить добычу нефти при оптимальных технико-экономических показателях [10, 12, 39, 40, 75, 113, 126, 164, 186, 187, 200]. В реальных условиях в составе объекта разработки оказываются неоднородные по геологическому строению, коллекторским свойствам и продуктивной характеристике пласты, что приводит к ухудшению условий выработки части коллектора, имеющей низкую проницаемость, к неравномерному их заводнению, к снижению коэффициента охвата объекта воздействием, отбору больших объемов закачиваемой воды и в конечном счете к ухудшению технико-экономических показателей разработки [19, 81 и др.].

Основные методы воздействия на продуктивные пласты, направленные на увеличение текущей и конечной нефтеотдачи, основываются на искусственном заводнении коллекторов и осуществляются путем реализации различных способов заводнения, таких как площадной, законтурный, внутриконтурный. Поддержание пластового давления совместно-раздельной закачкой воды при дифференцированном давлении используется для интенсификации разработки месторождений в начальных стадиях и как вторичный метод разработки после извлечения значительных запасов нефти [39, 40, 75, 113, 164, 186, 187, 188, 200]. В условиях послонной и зональной неоднородности пластов одним из путей интенсификации добычи нефти является очагово-избирательное заводнение, позволяющее наиболее

рационально использовать энергию закачиваемой воды и более полно учитывать характер неоднородности строения объекта разработки. Основная особенность указанной системы состоит в том, что в качестве нагнетательных выбираются скважины с лучшими продуктивными характеристиками и хорошей гидродинамической связью с окружающими скважинами. Они должны располагаться рассредоточенно по площади и окружены добывающими скважинами для снижения эффекта интерференции. Широкие промышленные испытания и внедрение избирательного заводнения показали его недостаточную эффективность: наряду с интенсификацией добычи нефти оно способствует увеличению нефтеотдачи пластов [44, 113, 136, 186 и др.].

Более совершенной системой является очаговое заводнение, основанное на поддержании пластового давления, которое осуществляется на отдельных участках нефтяного месторождения путем нагнетания воды в скважины, переведенные из добывающего фонда или дополнительно пробуренные для этой цели. Наряду с другими очевидными преимуществами метода очаговое заводнение позволяет избирательно изменять направление потоков и градиента давления на фронте вытеснения нефти водой и отбора жидкостей с целью вытеснения нефти из менее проницаемых зон пласта. Результаты промышленных испытаний очагового заводнения с одновременным повышением давления нагнетания на Ромашкинском, Ново-Елховском месторождениях Республики Татарстан показали, что в условиях зональной и послойной неоднородности, а также прерывистости продуктивных пластов этот метод позволяет значительно увеличить коэффициент нефтеотдачи за счет увеличения охвата пластов воздействием, являясь эффективным средством вовлечения в активную разработку относительно малопродуктивных коллекторов [73, 186, 200 и др.].

Большая практика разработки нефтяных месторождений Урало-Поволжья, Западной Сибири и других районов показала, что главная особенность, характерная для всех методов заводнения, заключается в неравномерности распределения воды в коллекторе: обводняются пласты с лучшими фильтрационными характеристиками, при этом невыработанными остаются отдельные менее проницаемые пласты и пропластки [39, 40, 44, 73, 113, 135, 141, 184, 186, 187, 200]. Неравномерность процесса заводнения и неполная выработка запасов объясняются исключительной сложностью геологического строения продуктивных пластов, трудностью регулирования процесса вытеснения нефти водой из залежей, а также отсутствием радикальных методов ограничения отбора воды из скважин, эксплуатирующих частично обводненные пласты. Как показали исследования глубинными потокомерами, на второй стадии разработки Ромашкинского

месторождения средняя работающая толщина в 226 скважинах составила 50 % от перфорированной части коллекторов [40], при этом охват песчаников пластов "а", "б", "в", "г" изменяется в пределах 48 – 83 %, алевролитов – от 28 до 60 %.

На основании обобщения результатов теоретических и экспериментальных исследований М.Л. Сургучев [186] делит способы повышения эффективности методов заводнения на две большие группы: одна основывается на применении тепловых, химических и газовых агентов, другая – на совершенствовании технологии и системы заводнения. Рассматривая вопросы совершенствования технологии, отмечает, что при стационарном режиме образуется система постоянных трубок тока, определяющих охват пласта воздействием. Для вовлечения в работу новых систем трубок тока необходимо изменить гидродинамический режим фильтрации. Решить эту задачу можно с помощью методов регулирования разработки заводнением, основными из которых по вышеприведенной классификации являются [73, 164, 211]:

- применение повышенных давлений на линии нагнетания;
- изменение направления фильтрационных потоков;
- циклическое воздействие на пласт;
- режим эксплуатации скважин;
- выделение объектов разработки по коллекторским свойствам;
- выбор сетки скважин и порядок разбуривания.

Перечисленные принципы регулирования широко применяются в системе разработки нефтяных месторождений [8, 26, 30, 40, 44, 73, 75, 81, 113, 135, 141, 164, 170, 184–188, 200 и др.].

Результаты применения повышенных давлений на линии нагнетания, близких к горным, на Бавлинском месторождении, Абдрахмановской и других площадях Ромашкинского и Ново-Елховского месторождений показали, что с увеличением депрессии на пласт происходит увеличение работающей толщины и коэффициента гидропроводности пласта за счет ослабления структурно-механических свойств нефти в малопроницаемых пропластках [8, 40, 73, 75, 141]. Среднее увеличение работающей толщины пласта при росте давления с 11 до 15 МПа составило 22,1 % [75]. Перевод на повышенное давление закачки воды позволил довести суммарный прирост добычи нефти по Ромашкинскому месторождению на начало 1980 г. до $160 \cdot 10^6$ т. При этом выявлены следующие особенности применения этого метода:

при повышении давления нагнетания до 0,8 – 0,9 горного (23 – 25 МПа) происходит вовлечение в работу менее продуктивных пропластков, однако пласты с проницаемостью менее $0,3 \text{ мкм}^2$ на Ромаш-

кинском месторождении при этом не включаются в активную разработку [75];

с повышением давления нагнетания выше горного коэффициент охвата по толщине пласта увеличивается незначительно или остается на постоянном уровне при более интенсивном обводнении добываемой продукции;

с увеличением толщины заводняемого пласта коэффициент охвата уменьшается, так как с повышением давления поглощение воды увеличивается, главным образом, за счет роста приемистости интервалов с лучшими коллекторскими свойствами;

ограничивающим фактором повышения давления является разрыв пласта, приводящий к образованию трещин и ухудшению условий для вытеснения нефти закачиваемой водой.

Улучшение вытеснения нефти с высокой вязкостью ($\mu_n = 100 - 300$ мПа·с) только за счет повышения давления сопряжено с большими трудностями, в пласте с проницаемостью $0,308$ мкм² необходимо создать давление 30 МПа/м, чтобы коэффициент нефтеотдачи был равен $0,5$ [45]. Этим можно объяснить наиболее контрастное проявление фактора давления нагнетания на обводненных месторождениях с высоковязкой нефтью. На Ново-Хазинском и Арланском месторождениях, где $\mu_n > 50$ мПа·с, при текущей нефтеотдаче $10 - 17$ % содержание воды в добываемой продукции составило $68 - 72$ %, что указывает на небольшой охват объекта разработки нефтевытеснением [2, 135, 194]. Данная особенность заводнения характерна для большинства месторождений с неоднородными пластами. В юрских отложениях месторождения Узень в горизонтах XIII–XVIII с толщиной пластов от 31 до 61 м при обводнении 93 % фонда добывающих скважин нефтеотдача составила всего 9 % [135, 146], а на Самотлорском месторождении по основному пласту БВ₈ коэффициент охвата заводнением при обводненности добываемой продукции $65 - 70$ % составляет всего $0,21$. На поздней стадии разработки нефтяных месторождений низкая эффективность применения повышенных давлений нагнетания воды связана с образованием высокопроницаемых промытых зон, по которым фильтруется основная масса воды, не оказывая положительного влияния на выработку малопроницаемых нефтесодержащих пропластков.

Применение высоких давлений на линии нагнетания, как показано в вышеперечисленных работах, не позволяет решить задачу полного охвата неоднородных пластов заводнением вследствие преимущественного движения нефтевытесняющего агента (воды) по высокопроницаемым интервалам коллектора.

Неполный охват обводненного пласта воздействием полностью не устраняется и при таких методах регулирования, как изменение

направления потоков или циклическое заводнение, хотя применение их приводит к увеличению отборов нефти на второй и третьей стадиях разработки [118, 186, 200 и др.]. В работе [211] показано, что на Ромашкинском и Самотлорском месторождениях применение циклического заводнения в 1974–1978 гг. позволило дополнительно извлечь 136 тыс. т нефти, что на одну скважину составляет 2520 т.

Авторы этих исследований отмечают, что эффективность применения циклического воздействия на месторождениях Татарстана на поздней стадии разработки при высокой обводненности добываемой продукции (более 70–80 %) снижается. Наименьшие и нулевые приросты добычи нефти наблюдаются по скважинам, где продолжительность применения методов заводнения более 10 лет, что свидетельствует о снижении эффективности метода на поздней стадии разработки.

На увеличение выработки пластов после обводнения продукции скважин направлены методы форсирования отбора жидкости с применением высокопроизводительных насосов. Эффективность данного метода зависит от многих факторов: расположения скважин на залежи, удаленности от линии нагнетания, характера обводнения и др. С учетом условий применения метода нефтеотдача повышается на 2–3 % [98]. Наиболее благоприятны для применения данного метода скважины, в которых процесс обводнения протекал равномерно и характеризовался низкими темпами. Однако анализ работ [8, 98, 126, 194, 201 и др.] и фактических данных по форсированию отбора жидкостей из пластов показывает, что в настоящее время отсутствуют критерии применения метода в зависимости от физико-геологических и технологических условий разработки месторождения.

Важными вопросами эффективной разработки месторождений являются выбор оптимальной сетки скважин и порядок разбуривания. В России принято двухстадийное разбуривание: первоначально разбуривается редкая сетка скважин с последующим избирательным уплотнением с целью повышения охвата неоднородных пластов заводнением, увеличения конечной нефтеотдачи и стабилизации добычи нефти [186]. Эффект уплотнения зависит от расчлененности объекта разработки, коллекторских характеристик совместно эксплуатируемых пластов и стадии разработки месторождения. Влияние стадии разработки на эффективность наглядно иллюстрируется примером по Ромашкинскому месторождению: в начальный период внедрения метода (1962–1972 гг.) среднегодовая добыча нефти на одну дополнительную скважину росла, а в последующие годы (1973–1979 гг.) наблюдалось ее снижение [75]. В 1988 г. добыча снизилась по сравнению с 1979 г. с 2–11,2 тыс. т (по группам) до 1,1–6,6 тыс.

т в год на одну скважину. Бурение дополнительных скважин на поздней стадии разработки месторождений сопровождается отрицательными последствиями не только из-за интерференции и уменьшения запасов и добычи нефти на одну пробуренную скважину, но и в связи с быстрым продвижением контуров нефтеносности и сокращением периода эксплуатации скважин по сравнению со сроками их физического износа. Как и при всех методах заводнения, основанных на гидродинамическом воздействии, не исключается опережающее обводнение пласта по высокопроницаемым пропласткам и оставление неизвлеченных запасов нефти в малопроницаемых пластах или отдельных прослоях коллектора с разной проницаемостью.

Увеличения охвата малопроницаемых пластов заводнением при совместной разработке многопластовых залежей можно добиться формированием объектов самостоятельной эксплуатации путем избирательного включения в них пластов с одинаковыми и близкими коллекторскими свойствами по всей толщине продуктивного пласта [75]. В сущности, метод основывается на изменении неоднородности эксплуатационного объекта, состоящего из нескольких изолированных друг от друга пластов, различающихся по подвижности жидкостей, при котором не исключается и отключение из разработки пластов с высокими фильтрационными характеристиками для воды. Применение указанного выше принципа в системе разработки Ромашкинского месторождения позволило значительно увеличить охват малопроницаемых алевролитов заводнением. Однако сходство характеристик пластов, объединяемых в один эксплуатационный объект, не является достаточным условием равномерной выработки запасов нефти из послойно-неоднородных пластов [75]. Указанная особенность метода формирования объекта объясняется сохранением присущего заводнению недостатка – неравномерной фильтрации воды в неоднородном коллекторе.

Проведенный обзор работ показывает, что полный охват пластов заводнением и конечная нефтеотдача резко снижаются при усилении степени геологической неоднородности разрабатываемых объектов. В неоднородных пластах нагнетаемая вода прорывается к добывающим скважинам по высокопроницаемым

Таблица 1.1

Условия применения основных методов регулирования разработки заводнением в обводненных пластах

Наименование метода	Принцип действия метода на увеличение охвата заводнением	Условие надежного применения метода при обводненности продукции, %	Недостатки метода
Повышение давления нагнетания	Увеличение градиента давления	До 75–85	Ограниченная возможность установленных мощностей для полного охвата пластов
Изменение направления потоков	Повышение охвата дренированием	До 75–85	Использование метода только на отдельных участках месторождения (локальность)
Циклическая закачка и отбор	Изменение градиента пластового давления	70–80	Низкая эффективность в высокообводненных пластах на поздней стадии разработки
Форсирование отбора жидкостей из пласта	Увеличение градиента давления	75–80	Неопределенность условий применения
Выделение пластов в отдельный объект эксплуатации по коллекторским свойствам	Уменьшение влияния неоднородности пластов	Не ограничены	Применение метода только в литологически неоднородных пластах
Уплотнения сетки скважин	Увеличение градиента давления, перенос фронта вытеснения, интенсификация отбора жидкости из пласта и др.	Не более 80–90	Высокая стоимость работ, быстрое продвижение фронта вытеснения, приводящее к сокращению периода эксплуатации скважин

пропласткам, оставляя невытесненной нефть в малопроницаемых слоях, участках, зонах. Современные методы регулирования заводнением залежей, основанные на гидродинамическом воздействии на пласт, способствуют увеличению охвата воздействием не вовлеченных в разработку участков. Однако они эффективны лишь в определенных физико-геологических условиях, т.е. не обладают универсальностью и не обеспечивают полный охват пласта заводнением в условиях высокой обводненности добываемой продукции (табл. 1.1). На поздних стадиях разработки залежей влияние этого фактора является преобладающим вследствие образования промытых зон, по которым фильтруется основной объем нефтewытесняющего агента, не оказывая влияния на менее проницаемые нефтенасыщенные пропластки. Этим можно объяснить стабилизацию значений коэффициента

нефтеотдачи при современных методах заводнения на уровне 0,3 – 0,5 от балансовых запасов.

Таким образом, одним из главных условий дальнейшего повышения эффективности заводнения залежей является ограничение движения воды по каналам с низким фильтрационным сопротивлением, что позволит более рационально использовать ее энергию для вытеснения нефти. В научно-технической литературе недостаточно освещены исследования, касающиеся роли водоизоляционных работ в качестве средства регулирования заводнением.

1.2. ОСНОВНЫЕ ФАКТОРЫ ПРЕЖДЕВРЕМЕННОГО ОБВОДНЕНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ И СКВАЖИН

В условиях нефтенасыщенных коллекторов достижение высоких значений коэффициента охвата при разработке залежей методами заводнения требует решения целого ряда дополнительных задач, связанных с исследованиями причин и характера обводнения пластов и скважин, созданием на их основе эффективных методов ограничения движения вод и выбором оптимальных условий применения их в системе разработки месторождений в целях повышения нефтеотдачи. В данном разделе приведены основные результаты анализа причин обводнения более 2000 скважин на месторождениях Урало-Поволжья и Западной Сибири во взаимосвязи с геологическим строением продуктивного пласта, физико-химическими условиями образования водоизолирующей массы и режимами заводнения применительно к решению задач повышения охвата пласта заводнением [49, 50, 54, 137, 138, 145, 154].

Согласно классификации факторов обводнения добывающих скважин (рис. 1.1), составленной по результатам опубликованных исследований, основные причины обводнения продукции скважин разделены на две большие группы:

- технические;
- геолого-физические и технологические.

Устранение этих причин создает благоприятные условия для разработки многопластовых залежей с применением методов регулирования разработки заводнением и других, основанных на гидродинамическом воздействии на коллектор.

Группа технических причин включает нарушения герметичности эксплуатационной колонны вследствие ослабления резь-



Рис. 1.1. Классификация основных факторов обводнения скважин

бовых соединений, коррозионного разрушения, прожога электрическим током, механического повреждения труб при ремонтных работах и других нарушений крепи скважины выше продуктивного интервала перфорации. Методы восстановления технического состояния крепи скважины [31, 32 и др.] предусматривают цементирование заколонного пространства и ликвидацию нарушений обсадных колонн нагнетанием тампонирующего материала, сменой труб, установкой перекрывающих устройств. В результате устранения нарушений в крепи скважины обеспечивается изоляция притока посторонних вод, не участвующих в вытеснении нефти, что способствует

повышению эффективности эксплуатации скважин. Детально группа технических причин обводнения в работе не рассматривается, за исключением нарушения крепи в интервале продуктивного пласта, устранение которых достигается закачкой тампонирующего состава.

Вторая группа факторов объединяет причины, связанные с обводнением скважин водой, поступающей по продуктивным пластам. При совместной эксплуатации пластов естественный темп обводнения скважин зависит от физико-геологических свойств пород и насыщающих жидкостей, который ускоряется при искусственном заводнении при высоких давлениях нагнетания. Разница в вязкости воды и нефти в значительной мере усиливает процесс неравномерности продвижения фронта воды как по толщине, так и по площади [39].

При геологическом изучении крупнейших нефтяных месторождений Урало-Поволжья, Западной Сибири и других районов установлена изменчивость толщины песчаных прослоев, их коллекторских свойств и литологического состава [3, 29, 30, 44, 73, 81, 82, 126, 135, 141, 167, 184, 201, 211 и др.]. Выделяются следующие типичные формы распространения терригенных коллекторов [201]:

- пластовый характер распространения алевро-песчаников на обширных территориях с толщиной песчаников 3 – 8 м с полным замещением коллектора глинами или отдельными прослоями;

- переслаивание песчаников и глин. Те и другие литологические разновидности имеют широкое распространение по площади, песчаники выклиниваются в глинах и наоборот;

- распространение песчаников в виде рукавов, шнуров, полос глин и сообразно этому наличие литологически ограниченных рукавообразных, шнурковых залежей, ширина которых может изменяться от 100 – 200 м до 5 – 6 км;

- непрерывное распространение песчаников толщиной более 10 – 15 м на обширной площади, превышающей залежи на данном месторождении;

- в большинстве случаев проницаемость в направлении, параллельном и перпендикулярном напластованию, различна;

- минимальная проницаемость, наблюдающаяся в интервалах пласта, непосредственно прилегающих к его кровле и подошве.

Влияние геологического строения продуктивного горизонта на характер обводнения пластов и скважин в процессе разработки месторождений заводнением изучалось многими исследователями [2, 8, 29, 88, 121, 146, 168, 170, 186, 211 и др.]. Случайность (хаотичность) распределения зональной, послойной, внутрислойной неоднородности не во всех случаях позволяет регулировать равномерность продвижения фронта заводнения только расстановкой скважин в начале

разработки залежей или изменением производительности скважин [30]. При зональной неоднородности пласта на высокопроницаемых участках даже при весьма малых отборах нефти происходит опережающее внедрение контурных вод, а на слабопроницаемых участках при сильной интенсификации отбора нефти контурные воды внедряются с резким отставанием [8]. При искусственном заводнении указанные процессы проявляются более контрастно.

Таким образом, неоднородность пластов по проницаемости – одна из главных причин неравномерного вытеснения нефти водой и преждевременного обводнения высокопроницаемых пропластков и добывающих скважин при неполной выработке пластов. Эксплуатация их сопровождается отбором большого количества попутной воды.

Наиболее сложной проблемой является извлечение нефти из водонефтяных зон в литологически однородных пластах, которые содержат значительную часть неизвлеченных запасов. Основные причины поступления подошвенной воды следующие [49, 138, 148, 172, 190, 191, 203, 207]:

- приближение контурных вод по мере отбора нефти из пласта;
- образование конуса подошвенной воды;
- образование каналов в заколонном пространстве скважины.

В теоретических исследованиях причины обводнения добываемой продукции подошвенной водой сводятся в основном к определению оптимального интервала вскрытия нефтенасыщенной части пласта и к подсчету предельного безводного дебита эксплуатации. Приближенные решения этих задач были получены М. Маскетом, И.А. Чарным, Н.С. Пискуновым, Н.Ф. Ивановым, Д.М. Миллионщиковым, А.П. Телковым и др. Теоретические исследования показывают, что обводнение несовершенной скважины, вскрывшей литологически однородный пласт, наступает очень быстро, и до момента его наступления из скважины можно извлечь незначительную часть нефти. По теории совместного притока нефти и воды в несовершенную скважину, вскрывшую неоднородный пласт с подошвенной водой, количественное соотношение притока нефти и воды описывается уравнением [207]

$$Q_n/Q_v = (k_n \cdot \mu_v \cdot h_n) / (k_v \cdot \mu_n \cdot h_v), \quad (1.1)$$

где Q_n и Q_v – приток соответственно нефти и воды; k_n и k_v – коэффициенты проницаемости соответственно нефтяной и водонасыщенной частей пласта; μ_n и μ_v – динамическая вязкость соответственно нефти и воды в пластовых условиях; h_n и h_v – толщина соответственно нефтенасыщенной и водонасыщенной частей пласта.

Согласно этой формуле относительное содержание воды в продукции скважины не зависит ни от степени вскрытия пласта, ни от депрессии, а является функцией соотношения толщин водо- и нефтенасыщенных частей пласта, их проницаемости и вязкости жидкостей.

Возможность образования конусов при эксплуатации водонефтяных пластов рассматривалась С.А. Султановым, Р.Г. Сулеймановым, С.В. Сафроновым, В.А. Харьковым, В.М. Орлинским, А.П. Телковым, Р.Х. Муслимовым, Р.Г. Габдуллиным и др. [106, 141, 148, 172, 183, 184, 203 и др.]. Однако степень участия различных путей водоприитоков в скважины из водонасыщенных пластов ими не определялась. Анализ промысловых данных по разработке литологически однородных водонефтенасыщенных пластов показал, что в большинстве скважин фактическое время конусообразования значительно превышает расчетное, определенное по методикам, приведенным в работах [148, 190, 203, 207]. Увеличение продолжительности безводного периода эксплуатации указывает на наличие в литологически однородном пласте пропластков низкой проницаемости, т.е. имеет место внутрипластовая проницаемостная неоднородность [138, 191], что подтверждается различной длительностью подъема ВНК при одинаковом отборе жидкостей из коллекторов [41, 141, 184, 201].

По результатам проведенных исследований закономерностей обводнения скважин, пробуренных в литологически однородных и неоднородных пластах, установлено, что для обеих категорий скважин типичны следующие этапы обводнения:

появление и постоянный рост содержания воды в добываемой продукции;

резкое (скачкообразное) возрастание количества воды;

стабилизация обводненности (рис. 1.2).

Такой ступенчатый переход повторяется несколько раз, что характерно для большинства скважин исследуемых месторождений. Эту закономерность можно объяснить образованием микроканалов в заколонном пространстве вследствие разрушения глинистой корки в зоне контакта цементного камня с породой или в самом цементном камне [49]. В период стабилизации обводнения размеры канала в сечении и толщина пласта-обводнителя не изменяются или изменяются незначительно. Рост обводненности продукции скважин соответствует резкому расширению путей притока вод и подключению новых обводненных пропластков. Разрушение материала, заполняющего заколонное пространство, будет продолжаться до тех пор, пока поверхность раздела нефть – вода вблизи скважины будет деформироваться [172, 190, 191, 203].

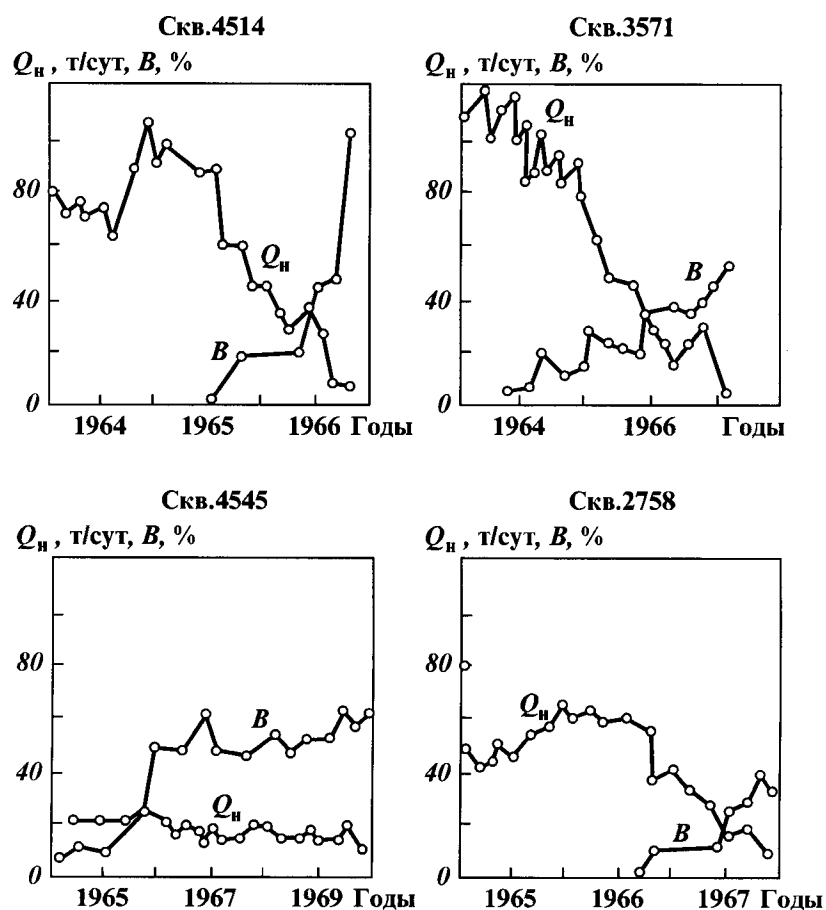


Рис. 1.2. Динамика дебита нефти и обводненности продукции скважин, эксплуатирующих литологически однородный и неоднородный пласты: в скв. 4514 и 3571 – литологически однородный, в скв. 4545 и 2758 – неоднородный пласты; Q_n – дебит нефти; B – обводненность продукции

Отсутствие условий для резких изменений количества поступающей из пористой среды воды позволяет заключить, что ступенчатый характер возрастания обводненности добываемой продукции при постоянном отборе жидкости указывает на подключение в работу нового пласта-обводнителя. В работе [49] на основании экспериментальных исследований прочности цементного камня за колонной предложен следующий механизм подключения новых пластов.

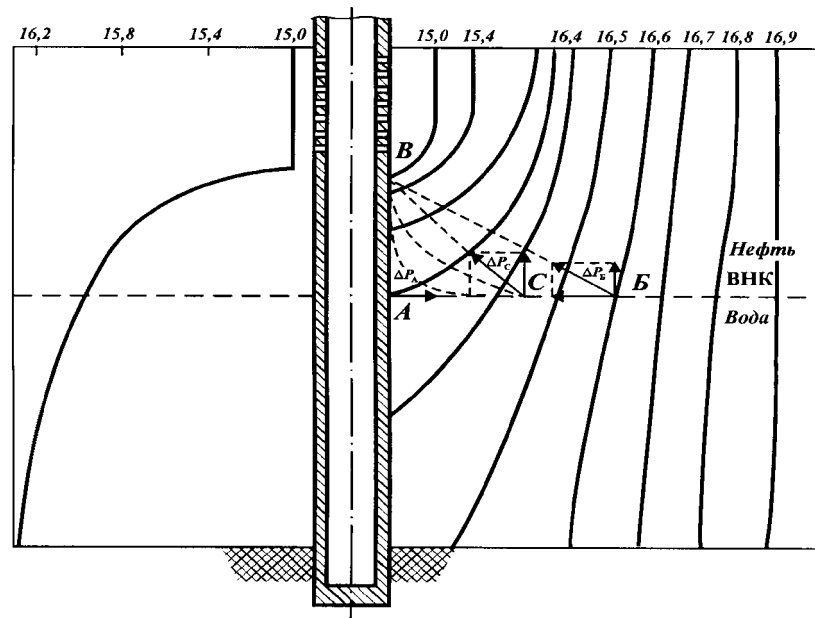


Рис. 1.3. График распределения давления в призабойной зоне пласта и схема движения воды к зоне фильтра скважины:
слева – изменение давления на стенку скважины, справа – в пласте от фильтра

Основная масса воды, поступающей в зону фильтра, движется по линии AB , как по наикратчайшему, по сравнению с линией BC , пути с меньшим фильтрационным сопротивлением, с максимальным перепадом давления (рис. 1.3). Этим объясняется интенсивное движение воды в зоне крепи скважины и, как следствие, эрозийное разрушение глинистой корки и цементного камня.

Данный процесс может быть ускорен при наличии химически активных элементов. В результате происходит подключение в работу новых пропластков-обводнителей, резко изменяющих содержание воды в добываемой продукции.

Результаты исследований притока жидкостей в скважины, в которых не был вскрыт ВНК [138, 191], подтверждают вышеприведенную гипотезу обводнения добывающих скважин. В большинстве из них наблюдалось равномерное обводнение во времени (рис. 1.4). Исключение составляла скв. 6786а, которая резко обводнилась до 18 %, что могло быть вызвано наличием естественных трещин, соединяющих водоносную часть пласта с нефтенасыщенной.

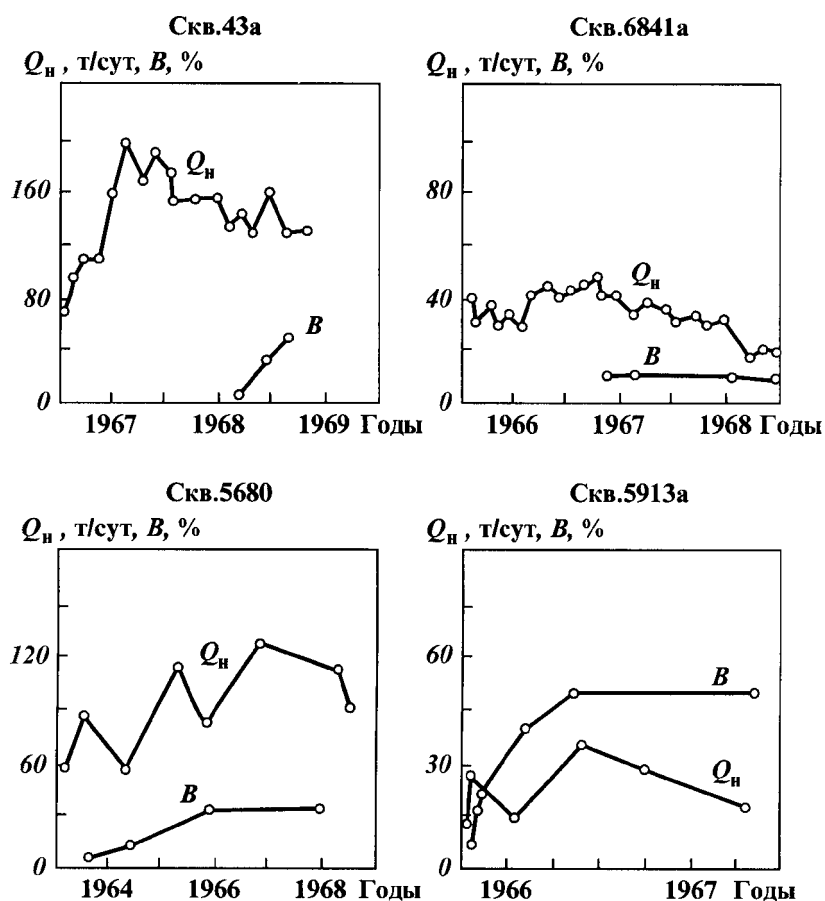


Рис. 1.4. Динамика дебита нефти и обводненности добываемой продукции в скважинах, не вскрывших ВНК:
 Q_n – дебит нефти; B – обводненность добываемой продукции

Эти результаты согласуются с выводами приведенных выше теоретических работ и подтверждают экспериментальные данные о наличии в литологически однородных по геофизическим данным пластах пропластков разной проницаемости, влияющих на движение жидкостей в коллекторе. О неоднородности таких пластов свидетельствуют результаты глубинных исследований дистанционными расходомерами [73], которые показали неравномерное распределе-

ние давления в разрезе одного и того же пласта. Такие характеристики, как гидропроводность и пьезопроводность, в пределах одного и того же пласта изменяются в широких пределах, что способствует неравномерности обводнения, усиливающейся при искусственном заводнении [30, 39, 187, 200]. Несмотря на применение интенсивной системы разработки с высокими давлениями (15 – 20 МПа) на линии нагнетания на Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения, выработка запасов отдельных пластов и участков происходит неравномерно, 1/6 извлекаемых запасов нефти не вовлечены в разработку вообще в момент перехода на четвертую стадию эксплуатации при резком снижении добычи нефти и росте обводненности добываемой продукции [40, 73, 200]. Для более эффективного использования энергии закачиваемой воды при вытеснении нефти необходимо ограничить движение воды в высокопроницаемых обводненных пропластках.

Наличие неоднородных по проницаемости пропластков показывает, что качественное разобщение продуктивного пласта при этих условиях является первым этапом борьбы за увеличение охвата его воздействием, исключая преждевременное обводнение нефтесодержащих пропластков. Этот этап должен начаться в период строительства скважины. В связи с этим представляет интерес метод разобщения пластов с применением полимерцементных растворов с отверждающим фильтратом [11], внедренный на многих скважинах месторождений Республики Татарстан [49, 51, 138, 180].

Изучение закономерностей обводнения пластов на первой и второй стадиях разработки Ново-Елховского месторождения показало следующее. Обводнение скважин происходило с самого начала разработки и увеличивалось с ростом объема закачки (рис. 1.5). Обводненный фонд после интенсификации закачки до 16 млн м³ в год (на 1.01.1972) на второй стадии разработки залежи включал 326 скважин, из них 234 обводнились по заколонному пространству из нижележащих водоносных пластов (табл. 1.2). Большая часть обводнившихся закачиваемой водой скважин приходится на разрезающий и первый эксплуатационный ряды. Для них характерен рост обводненности до 80 – 90 % за сравнительно короткие сроки, при этом отбор нефти из пласта не превышал 13 – 20 % от извлекаемых запасов.

Интенсивное обводнение связано с возрастанием объема закачки, что влияет на рост объема не только попутно добываемой закачиваемой воды на одну скважину, но и поступающей по заколонному пространству пластовой и контурной воды из-за приближения водонефтяного контакта.

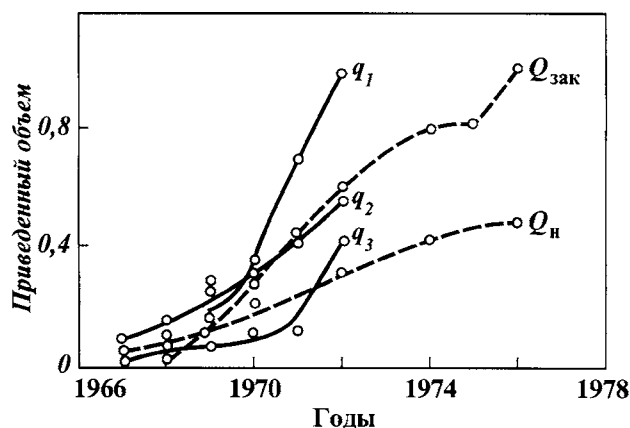


Рис. 1.5. Изменение удельного объема попутно извлекаемой воды на одну скважину с ростом закачки и отбора нефти на Акташской площади:
 q_1 – закачиваемая вода; q_2 и q_3 – пластовые воды, поступающие соответственно по заколонному пространству и из-за подъема ВНК; $Q_{зак}$ – объем закачки воды в пласт; Q_n – отбор нефти

Максимальный отбор нефти и заводнение происходят по пластам "г" и "д", обладающим лучшими коллекторскими свойствами и выдержанностью в пространстве. Заводнение их значительно опережало заводнение в вышележащих объектах эксплуатации – в пластах "а" и "б". По данным института ТатНИПИнефть, основной объем закачки (79 %) приходится на пласты "в" и "г". Влияние закачки на пласты "б₁" и "б₂₊₃" было незначительным, а на пласт "а" практически отсутствовало. В результате такого распределения закачиваемой воды между нижними и верхними пластами возникли значительные перепады давления [159], которые привели к росту числа обводненных скважин по заколонному пространству.

Таблица 1.2

Распределение обводненного фонда скважин Ново-Елховской площади на второй стадии разработки

Показатель	Тип поступающей в скважины воды				
	пластовая			закачиваемая	верхняя
	по заколонному пространству	из-за подъема ВНК	продвижение контурной воды		
Число скважин	234	6	36	95	2

Таблица 1.3

Динамика отбора попутной воды на Ново-Елховской площади на первой и второй стадиях разработки

Годы	Объем попутной воды, тыс. м ³		Годы	Объем попутной воды, тыс. м ³	
	пластовой	закачиваемой		пластовой	закачиваемой
1968	804,9	444,6	1973	2026,4	2332,7
1969	1058,4	798,1	1974	1963,0	2723,2
1970	1330,4	1301,7	1975	2199,5	3147,1
1971	1732,1	1732,4	1976	2644,4	3582,1
1972	1887,6	2020,3			

Анализ динамики отбора попутной воды в добывающих скважинах на начальных стадиях разработки Ново-Елховской площади – в период увеличения объема закачки – показал, что интенсивность обводнения скважин закачиваемой водой, определяемая как отношение разности объемов извлекаемой воды в начале и в конце рассматриваемого периода, значительно выше, чем интенсивность обводнения пластовой водой, причем рост этого показателя связан с увеличением не числа обводненных скважин, а с содержанием вод в них. Так, в 1972 г. из 95 обводненных закачиваемой водой скважин добыли 2,02 млн м³ воды, в то время как остальные 1,88 млн м³ пластовой воды добыты из 278 скважин (табл. 1.3). Максимальному росту объема закачки соответствовало резкое возрастание попутно извлекаемой воды на одну скважину (см. рис. 1.5). Для поздних стадий характерно обводнение скважин закачиваемыми водами, т.е. при сохранении тех же режимов заводнения следует ожидать резкого увеличения отбора попутно извлекаемой воды.

Анализ разработки отдельных нефтяных площадей по классификации М.М. Ивановой [88] показывает, что интегральные показатели разработки подобны друг другу (рис. 1.6). Суммарная добыча жидкостей и другие показатели составляют модель разработки Ново-Елховского месторождения в целом, аналогичную предыдущим. Различие заключается в большой длительности первой и второй стадий за счет более позднего включения в разработку Акташской площади. Максимальный годовой отбор нефти Q_n^{\max} по месторождению достигнут только в 1976 г., по Ново-Елховской площади – в 1968 г. Следует отметить, что отдельные участки нефтеносной площади с низким фильтрационным сопротивлением и зоны на линии нагнетания обводняются уже на первых стадиях разработки месторождения. Вследствие опережающей выработки обводнение пласта "в" (рис. 1.6) произошло уже на второй стадии разработки площади в 1973 г., т.е. в этот период для восточного блока Ново-Елховской площади уже наступила поздняя стадия эксплуатации, коэффици-

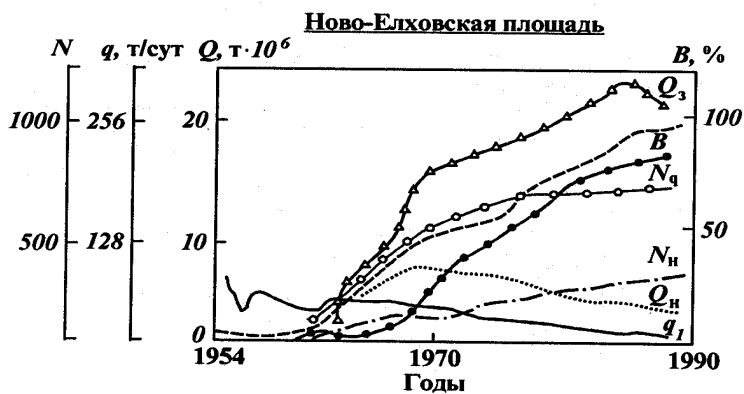
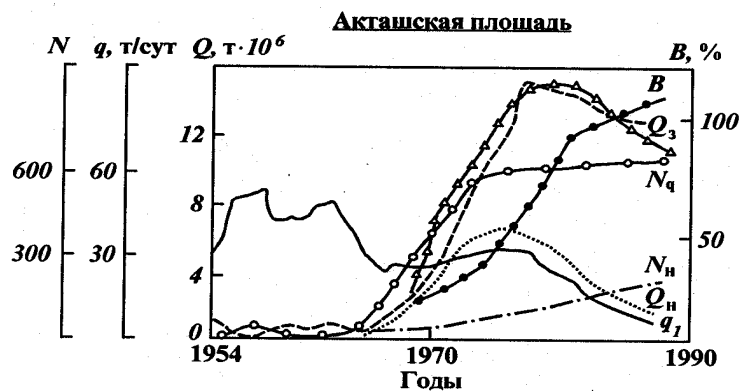


Рис. 1.6. Изменение некоторых технологических показателей разработки отдельных площадей Ромашкинского нефтяного месторождения по годам

ент текущей нефтеотдачи при этом достиг 0,44. В целом модель разработки блока подобна моделям разработки всей площади и месторождения (см. рис. 1.6) и подтверждает вывод А.П. Крылова о том, что стадия разработки месторождения представляет собой сумму множества начальных и поздних стадий выработки отдельных пластов и участков пласта. Отсюда возникает необходимость индивидуального подхода к применению новых методов воздействия на пласты в зависимости от состояния разработки как всего месторождения, так и отдельных объектов.

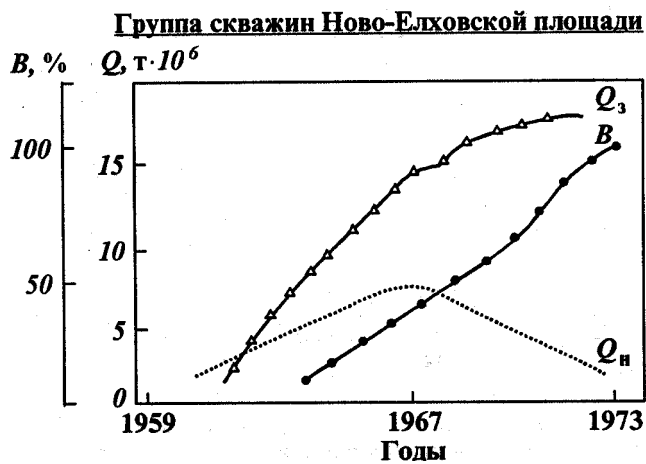
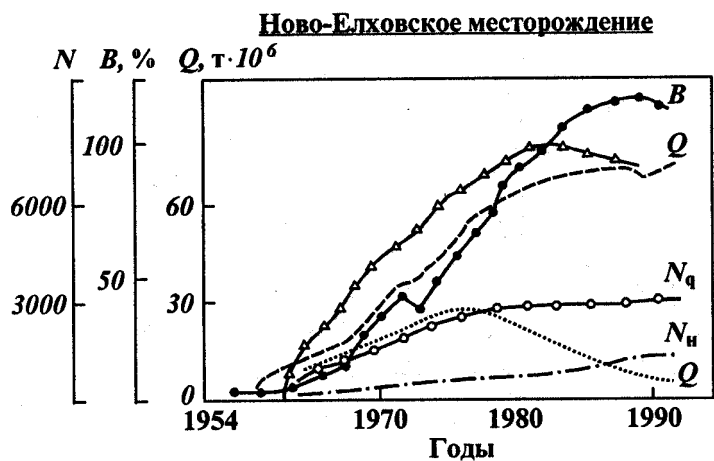


Рис. 1.6. Продолжение

Обводненность добываемой продукции является одним из основных критериев оценки степени выработанности пластов: при содержании воды в пределах 96 – 98 % они отключаются из разработки [126, 186]. Как показано на примере Ново-Елховского и других месторождений, указанные значения обводненности вследствие неоднородности пластов могут наступить значительно раньше достижения проектных показателей из-за прогрессирующего обводнения высокопроницаемых зон. При этом в малопроницаемых и застойных зонах остается большое количество неизвлеченной нефти.

Добыча нефти, основанная на отборе большого количества попутной воды, не является радикальным методом ни с технологической, ни с экономической точек зрения [200]. В определенный момент времени проявляется противоречивость принципа регулирования разработки заводнением путем сочетания закачки воды при высоких давлениях нагнетания и форсированного отбора жидкости вследствие неравномерного обводнения залежи. На начальных стадиях это является высокоэффективным методом, обеспечивающим высокую нефтеотдачу при низких затратах на добычу нефти. Однако после вытеснения нефти из высокопроницаемых зон пласта дальнейшее увеличение объемов закачки и давления нагнетания приводит к резкому росту объемов попутно извлекаемой воды и, как следствие, повышению себестоимости добываемой продукции при значительных невыработанных запасах нефти в низкопроницаемой части коллектора и обширных водонефтяных зонах. Как видно из рис. 1.6, на всех площадях Ново-Елховского месторождения это обстоятельство вынудило уменьшить объемы закачки, хотя в этот период была реальная необходимость повышения давления нагнетания для обеспечения вытеснения нефти из низкопроницаемых пластов и пропластков. Из вышеуказанного следует, что рациональное использование энергии закачиваемой воды для заводнения на поздней стадии разработки нефтяных месторождений становится одним из основных условий извлечения остаточной нефти из обводненных пластов, так как в этот период практически весь фонд скважин требует проведения мероприятий по ограничению притока воды в добывающие скважины всего месторождения.

Наиболее вероятными причинами обводнения добываемой жидкости являются прорыв контурных и закачиваемых вод по высокопроницаемым прослоям неоднородного коллектора в добывающие скважины, образование конусов подошвенной воды и поступление ее из смежных водонасыщенных пластов по заколонному пространству (рис. 1.7). Эти процессы могут происходить на отдельных участках и в скважинах на всех этапах разработки нефтяного месторождения. Поэтому комплексное решение проблемы рационального использования энергии закачиваемых вод для повышения нефтеотдачи пластов должно включать крупные технологические мероприятия:

- качественное разобщение продуктивных пластов в процессе строительства скважин;

- ограничение притока воды в добывающие скважины путем проведения изоляционных работ;

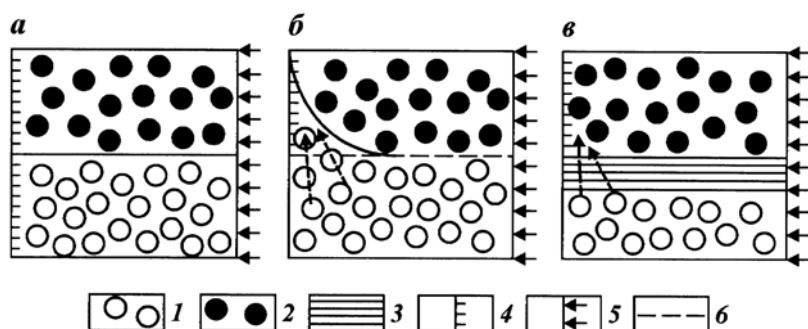


Рис. 1.7. Схемы поступления воды в добывающую скважину:
а – поступление воды по двум пропласткам; *б* – образование конуса подошвенной воды;
в – прорыв воды по заколонному пространству;
 1 – нефтесодержащая порода; 2 – водонасыщенная часть пласта; 3 – глинистый пропласток; 4 – интервал вскрытия пласта; 5 – направление нагнетания воды; 6 – прорыв пластовой воды

ограничение движения воды в промытых высокопроницаемых пропластках нефтеводонасыщенного коллектора.

Последние два мероприятия взаимосвязаны между собой: в первом случае задача решается путем ограничения притока подошвенных и нижних вод через добывающие скважины, во втором – через нагнетательные ограничением движения закачиваемых и контурных вод по всему пласту. Как показано в предыдущем разделе, эти технологические мероприятия в условиях высокой обводненности извлекаемой продукции могут повысить эффективность методов заводнения. Поэтому создание высокоэффективных технологий ограничения водопритокков в скважины, особенно движения вод в промытых пластах и пропластках, является одним из важных элементов совершенствования методов регулирования разработки залежей заводнением.

1.3. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ И ВОЗМОЖНОСТИ УВЕЛИЧЕНИЯ ОХВАТА ПЛАСТА ЗАВОДНЕНИЕМ НА ИХ ОСНОВЕ

По классификации М.Л. Сургучева [186] второе направление развития новых методов повышения нефтеотдачи основывается на увеличении коэффициента вытеснения нефти водой [47, 86, 87, 105, 127, 150, 157–159, 215]. Для этой цели можно применять химические реа-

генты, улучшающие нефтевытесняющие свойства воды, поверхностно-активные вещества и различные композиции.

Применение поверхностно-активных веществ (ПАВ) основывается на повышении нефтеотмывающих свойств воды и активации полимерных и диффузных процессов вытеснения при снижении межфазного натяжения на границе раздела нефть – вода. Адсорбируясь на поверхности капель нефти и породы, ПАВ препятствуют коалесценции капель и прикреплению их к породе. При низком поверхностном натяжении капли нефти легко деформируются, уменьшая тем самым работу, необходимую для проталкивания их через сужения пор [87]. Моющее действие водных растворов ПАВ проявляется и по отношению к нефти, покрывающей поверхность породы тонкой пленкой, что приводит к разрыву пленки и диспергированию нефти в водной фазе, а также к стабилизации дисперсии. Адсорбируясь на поверхности раздела фаз и вытеснив активные компоненты нефти, ПАВ облегчают деформацию менисков в порах пласта, благодаря чему ускоряется процесс капиллярного впитывания воды. В результате действия перечисленных факторов снижается давление нагнетания, уменьшается удельный расход воды, повышается воздействие на пласт, возрастает темп отбора и уменьшаются сроки разработки. В то же время авторы работы [159] отмечают, что, несмотря на положительное воздействие оторочек ПАВ при заводнении пластов на текущую нефтеотдачу и снижение отбора воды, по промысловым данным однозначно оценить эффективность затруднительно, так как прирост коэффициента нефтеотдачи не превышает 2 – 5 %, что свидетельствует об ограниченных возможностях методов повышения нефтеотдачи, основанных только на принципе снижения межфазного натяжения.

Для повышения нефтеотдачи в условиях месторождений Республики Татарстан в качестве основного реагента использовались сернокислотные отходы нефтеперерабатывающих заводов – так называемая алкилированная серная кислота (АСК). Реагент в своем составе содержит серную кислоту (80 – 86 %), сульфокислоты (10 – 13 %), смолисто-маслянистые вещества (5 – 8 %), карбоновые кислоты (0,5 %). Сущность метода заводнения с применением АСК для повышения нефтеотдачи заключается в комплексном воздействии на процессы, протекающие на фронте вытеснения и в зоне фильтрации вытесняющего агента, целым рядом факторов, являющихся результатом взаимодействия концентрированной серной кислоты с насыщенными пласт флюидами и минералами скелета порового пространства [105, 150]. Авторы данного метода считают, что наиболее благоприятное влияние на механизм повышения нефтеотдачи оказывают такие химические факторы, как процесс внутрипластового

сульфирования углеводов, конечными продуктами которого являются поверхностно-активные вещества, коллоидное растворение смолистых компонентов нефти, образование малорастворимых в воде солей кальция и углекислоты. Существенное влияние на вытеснение нефти оказывают физические и гидродинамические факторы, к которым относятся: выделение тепла, увеличение локальной эффективной вязкости вытесняющего агента, избирательное выпадение гипса в зонах нарушения химического равновесия, увеличение пористости и проницаемости коллектора за счет растворения карбонатных составляющих скелета порового пространства, уменьшение набухаемости глин. Как видно, точного описания принципа вытеснения по данному методу не сделано из-за сложности происходящих процессов.

Процессы вытеснения нефти щелочными растворами реализуются закачиванием в пласт 0,2 – 0,5 поровых объемов раствора щелочи с концентрацией 0,5 % и последующим нагнетанием воды. Применение щелочи для увеличения нефтеотдачи основывается на снижении поверхностного натяжения на границе вытесняющего агента с нефтью в результате химической реакции, приводящей к образованию в зоне контакта ПАВ натриевых мыл. Они легко растворяются в пресной воде, закачиваемой после оторочки щелочи [37, 87, 105, 150, 215]. Поверхностно-активные вещества указанного типа резко снижают поверхностное натяжение на границе нефть – раствор ПАВ и повышают смачиваемость пласта водой. В некоторых случаях непосредственной реакции не происходит, а имеет место так называемая "активизация" таких компонентов нефти, как смолы и асфальтены, приводящая к образованию высоковязкой эмульсии типа "нефть в воде". В результате такого взаимодействия уменьшается подвижность вытесняющей воды, возможность преждевременного прорыва ее в добывающую скважину и снижается обводненность добываемой продукции.

На поздней стадии разработки нефтяного месторождения основная часть вытесняющего агента – водного раствора щелочи, дренируется по промытым интервалам горизонта, не совершая полезной работы по вытеснению нефти, и отбирается первым рядом добывающих скважин. В связи с этим для регулирования подвижности щелочного раствора чередуют закачки растворов хлорида кальция или магния и силиката натрия. При взаимодействии щелочи с указанными солями образуются гидроокиси в виде геля или осадка, которые снижают гидропроводность высокопроницаемых зон, что приводит к увеличению охвата пласта воздействием [37, 86, 215].

Применение тринатрийфосфата натрия (ТНФ) в качестве реагента, повышающего нефтеотдачу, основывается на его хороших сма-

чивающих свойствах. Смешение раствора ТНФ с водой приводит к заметному уменьшению угла смачивания [105, 150]. Улучшению его нефтеотмывающих свойств способствует то обстоятельство, что девонская нефть не индифферентна к растворам ТНФ: это является вариантом щелочного заводнения. При химическом взаимодействии ТНФ с солями кальция погребенной и закачиваемой вод может образовываться на фронте вытеснения практически нерастворимый высокодисперсный ортофосфат кальция. Кристаллики этого вещества частично закупоривают поры, промытые водой, увеличивая тем самым гидравлическое сопротивление и эффективную вязкость воды, что способствует повышению охвата пласта заводнением.

При внутрипластовом гидролизе солей алюминия для вытеснения нефти используется "раствор" гидроокиси алюминия [105]. В результате взаимодействия с карбонатными составляющими пласта и погребенными водами сульфат алюминия распадается с образованием высокодисперсной системы, практически нерастворимой в воде гидроокиси алюминия, обладающей повышенной эффективной вязкостью по сравнению с водой.

Полимерное заводнение основывается на способности полимеров, в частности полиакриламида, даже при малых концентрациях существенно повышать вязкость воды, снижать ее подвижность, за счет чего увеличивается охват пластов заводнением. Основа механизма процесса – это уменьшение соотношения вязкостей нефти и воды в пласте [86, 157, 158]. Кроме того, частицы полиакриламида (ПАА) вступают во взаимодействие со скелетом пористой среды и, адсорбируясь на поверхности пород, снижают скорость фильтрации воды [157, 186].

Результаты анализа эффективности полимерного заводнения показывают, что область применения его, как и других методов повышения нефтеотдачи, ограничивается обводненностью добываемой продукции, равной 60 – 70 % и обусловленной, как правило, образованием в продуктивном пласте высокопроницаемых промытых зон. В этих условиях фильтрационное сопротивление пористой среды при обработке полимером практически не изменяется. Этим объясняется применение полимерного заводнения главным образом на начальных стадиях разработки нефтяных месторождений.

Мицеллярно-полимерное заводнение направлено как на увеличение охвата продуктивных пластов воздействием, так и на устранение капиллярных сил в заводненных пластах. Механизм процесса вытеснения нефти мицеллярными растворами определяется их физико-химическими свойствами. В силу того, что межфазное натяжение между мицеллярным раствором и пластовыми жидкостями (нефтью и водой) очень низкое, происходит устранение действия капилляр-

ных сил, вытеснение нефти и воды. Для продвижения оторочки мицеллярного раствора вслед за ней в пласт закачивают водный раствор полимера с вязкостью, близкой к вязкости мицеллярного раствора, а затем обычную воду. Ввиду небольшого опыта применения трудно судить об эффективности метода. Азнакаевский эксперимент по закачке этого раствора показал сложность технологии и снижение продуктивности пласта [186].

Анализируя механизмы действия методов повышения нефтеотдачи на продуктивный пласт, следует учитывать сложность оценки процессов как в лабораторных, так и в промысловых условиях. Можно констатировать, что разработчики вышеприведенных технологий уделяют большое внимание увеличению коэффициента вытеснения. В основном все физико-химические методы повышения нефтеотдачи разработаны в целях отмывания нефти в пласте путем снижения межфазного натяжения, повышения смачиваемости пласта водой, увеличение охвата при этом является сопутствующим эффектом.

Проблема охвата пластов воздействием остается нерешенной и при использовании таких маловязких высокоэффективных нефтевытесняющих агентов, как растворители нефти в различных модификаторах, газ, газоводные оторочки и др. Из-за неоднородности коллекторов и неблагоприятного соотношения вязкостей жидкостей в пласте растворители продвигаются по наиболее проницаемым пропласткам и преждевременно прорываются в добывающие скважины [150, 159]. Анализ результатов исследований эффективности методов повышения нефтеотдачи с применением ПАВ, полимеров, тринатрийфосфата, концентрированной серной кислоты в сравнительно одинаковых условиях девонского горизонта на нефтяных месторождениях Республики Татарстан показывает, что наиболее высокие результаты достигаются при использовании химреагентов, которые наряду с улучшением нефтевытеснения за счет отмыва нефти обеспечивают увеличение охвата пласта воздействием. Эти выводы подтверждаются результатами обработки пластов сульфированным адсорбентом, создающим в пластовых условиях с серной кислотой высоковязкую оторочку [150].

Таким образом, при значительном повышении нефтеотдачи в процессе первичного вытеснения нефти на поздней стадии разработки месторождений с неоднородными пластами проблема охвата их воздействием физико-химическими методами полностью не решается. Основная причина неохвата заводнением участков пласта, как и при закачивании воды, заключается в прорыве нефтевытесняющего агента по наиболее высокопроницаемым зонам вследствие неоднородности нефтеводонасыщенного коллектора. Основная масса неф-

ти остается в не охваченных заводнением многочисленных линзах песчаников, в местах развития алевролитов и невырабатываемых водонефтяных зонах. На поздней стадии разработки залежей или отдельных участков применение указанных методов недостаточно эффективно без предварительного ограничения движения вод в пласте.

1.4. ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ОГРАНИЧЕНИЯ ДВИЖЕНИЯ ВОД ПРИ ЗАВОДНЕНИИ ПЛАСТОВ

В условиях резкой неоднородности продуктивных пластов по проницаемости и свойствам насыщающих жидкостей значительные запасы нефти отбираются в водный период эксплуатации добывающих скважин. При обводненности извлекаемой жидкости свыше 96 – 98 % эксплуатация скважин экономически нецелесообразна, они или исключаются из разработки, или проводятся водоизоляционные работы. Исходя из этого, основная задача всех методов воздействия на пласт, направленных на повышение нефтеотдачи, сводится к обеспечению максимального отбора нефти до момента полного обводнения продукции добывающих скважин. Следует учесть, что 50 – 70 % балансовых запасов нефти остаются неизвлеченными из недр в виде менее проницаемых пропластков и линз из-за преждевременного прорыва воды или другого нефтewытесняющего агента по узким высокопроницаемым зонам. Как показано выше, полный охват пластов воздействием не достигается даже при использовании современных методов регулирования разработки заводнением – циклического воздействия, изменения направления потоков, давления нагнетания и форсирования отборов, а также физико-химических методов повышения нефтеотдачи закачиванием различных агентов. По этой причине на поздней стадии разработки многопластовых месторождений ограничение движения вод в промытых пластах и притока их в скважины является одной из наиболее важных технических проблем дальнейшего повышения нефтеотдачи обводненных нефтесодержащих пластов.

При всей важности ограничения движения нефтewытесняющего агента по высокопроницаемым зонам коллектора методы повышения нефтеотдачи, основанные как на гидродинамическом воздействии, так на применении различных агентов, практически не влияют на фильтрационное сопротивление обводненных зон. Эффект действия первых достигается главным образом изменением градиентов давления за счет изменения производительности скважин, вторых – в ре-

зультате повышения коэффициента нефтевытеснения с применением нефтеотмывающих химреагентов, за исключением полимерного заводнения, применение которого основывается на выравнивании проводимости путем снижения подвижности воды.

Большая нефтепромысловая практика применения методов ограничения притока вод в скважины [40, 47] показала возможность успешного выравнивания проводимости пластов за счет повышения фильтрационного сопротивления обводненных зон с применением водоизолирующих материалов и других средств. Однако недостаточная изученность механизма действия методов ограничения притока вод в добывающие скважины и движения в пластах привела к недооценке роли их в системе разработки нефтяного месторождения, чем можно объяснить отсутствие высокоэффективных методов воздействия на обводненные пласты на поздней стадии их эксплуатации – при отборе не более 30 – 50 % запасов нефти.

Регулирование процесса разработки в условиях прогрессирующего обводнения необходимо вести в двух взаимосвязанных направлениях:

снижение обводненности продукции скважин за счет вовлечения в более интенсивную разработку слабопроницаемых пластов, а также широкого внедрения средств по ограничению притока вод к забоям добывающих скважин и движения их по обводненным зонам;

обеспечение полноты выработки запасов обводнившихся пластов путем отбора большого количества жидкости.

Объективной необходимостью для повышения охвата менее проницаемой части продуктивного пласта воздействием при прогрессирующем обводнении является ограничение фильтрации нефтевытесняющего агента по промытым зонам коллектора и поступления в скважины. Это приводит к перераспределению энергии закачиваемой воды и других реагентов в пласте, и тем самым создаются условия для извлечения нефти из невыработанных зон без использования дополнительных мощностей.

Ограничение притока воды в добывающие скважины на промыслах осуществляется под обобщенным названием ремонтно-изоляционных работ (РИР). Влияние их на нефтеотдачу изучено недостаточно, и они рассматриваются как метод интенсификации добычи нефти из обводненных скважин. Дифференциация их по функциональному назначению в технологических процессах показала следующее.

В зависимости от факторов, обуславливающих преждевременное обводнение скважин, ремонтно-изоляционные работы делятся на две большие группы. В первую группу входят работы по восстановлению технического состояния крепи скважины с целью предотвраще-

ния поступления посторонних вод из пластов, удаленных от продуктивного: герметизация колонн, восстановление целостности цементного кольца в заколонном пространстве и др. При этих ремонтах воды в заколонном пространстве изолируются закачиванием отверждающихся систем типа тампонажного цемента и синтетических смол с отвердителем или производится замена колонн, этим и предотвращается поступление посторонних вод в ствол скважины и создаются нормальные условия ее эксплуатации. Входящие в данную группу РИР позволяют повысить коэффициент эксплуатации скважины как капитального сооружения и способствуют интенсификации добычи нефти.

Ко второй группе относятся работы, связанные с ограничением притока воды непосредственно из послойно-неоднородного продуктивного пласта. При этом применяют методы, позволяющие отключить обводненный пласт или пропласток из разработки либо снизить проницаемость обводненных зон для воды. Первые способы применяются в литологически неоднородных пластах, т.е. когда в продуктивном объекте смежные пласты достаточно надежно обособлены друг от друга непроницаемыми пропластками. Первоначально обводнению подвергаются пласты, имеющие лучшие коллекторские характеристики, поэтому из разработки отключаются в первую очередь наиболее проницаемые пропластки и пласты, по которым вода прорывается в добывающую скважину. Такое поинтервальное отключение из разработки обводнившихся пластов, когда еще не произошло обводнение продукции скважин по всему горизонту, позволяет увеличить коэффициент текущей нефтеотдачи на 4 – 5 % при снижении водонефтяного фактора в 1,5 – 1,7 раза по сравнению с совместной выработкой пластов без воздействия [146].

В частично обводненном неоднородном пласте отсутствие непроницаемых пропластков исключает возможность отключения из разработки обводненной части коллектора. В этом случае ограничение движения воды по промытым и другим высокопроницаемым интервалам, как показывает практика применения селективных водоизолирующих материалов, можно осуществлять, увеличивая фильтрационное сопротивление обводненных зон. Для этого необходимо применять фильтрующиеся в пористую среду водоизолирующие материалы, обладающие избирательными физико-химическими свойствами относительно нефти и воды. Отбор нефти из частично обводненного пласта зависит не только от количества прокачиваемой воды и подвижности нефти, но и от фильтрационного сопротивления обводненной зоны. Рассмотрим математическую модель неоднородного пласта, состоящего из двух пропластков равной толщины и площади сечения с проницаемостью k_n и k_b , разделенных непрони-

цаемой перегородкой и насыщенных нефтью и водой, вязкость которых обозначим соответственно μ_n и μ_b (см. рис 1.7).

С учетом неньютоновского характера движения нефти с начальным градиентом сдвига условия вытеснения нефти из продуктивного пласта по обобщенному закону Дарси описываются уравнением [236]

$$\begin{aligned} \bar{V}_n &= -k_n / \mu_n (\nabla P - (G \nabla P / |\nabla P|)) && \text{при } |\nabla P| > G; \\ \bar{V}_n &= 0 && \text{при } |\nabla P| < G; \\ \bar{V}_b &= (-k_b / \mu_b) \nabla P, \end{aligned} \quad (1.2)$$

где \bar{V}_n – вектор скорости фильтрации в нефтенасыщенном пропластке; \bar{V}_b – вектор скорости фильтрации в водонасыщенном пропластке; G – модуль градиента давления, необходимого для преодоления предельного напряжения сдвига.

Отсюда, учитывая линейный характер вытеснения, можно получить выражение для удельного расхода нефти ($\text{м}^3/\text{с}\cdot\text{м}^2$) при общем удельном расходе жидкости ($\text{м}^3/\text{с}\cdot\text{м}^2$)

$$q_n = (k_n / \mu_n) / (k_n / \mu_n + k_b / \mu_b) \cdot (q - (k_b / \mu_b) \cdot \tau). \quad (1.3)$$

Из формулы (1.3) следует, что при стационарном режиме фильтрации приток нефти из рассматриваемого нефтесодержащего пласта зависит от подвижности воды – k_b/μ_b . С уменьшением этого соотношения приток нефти будет возрастать, т.е. повышение фильтрационного сопротивления обводненной части этого пласта приводит к увеличению отбора нефти. Кроме того, при стационарном режиме указанный нефтенасыщенный пропласток подключается в работу только при определенном значении фильтрационного сопротивления, обеспечивающем выполнение условий согласно формуле (1.2). Это показывает, что, регулируя подвижность воды, можно увеличить охват заводнением, следовательно, конечную нефтеотдачу.

Фильтрационное сопротивление пласта определяется по обратной величине его гидропроводности [160]

$$\Phi = \mu/(kh), \quad (1.4)$$

регулировать значениями которого можно путем изменения вязкости нефтесодержащего агента μ или проницаемости пористой среды k . При заводнении залежей на стационарном режиме снижение проницаемости часто является единственным целесообразным средством

повышения фильтрационного сопротивления обводненного пласта ввиду сложности увеличения вязкости огромного объема закачиваемой воды. Для решения этой задачи можно воспользоваться водоизолирующими материалами, избирательно ограничивающими движение вод в обводненных зонах залежи.

Эта схема воздействия на нефтеводонасыщенный пласт, основанная на повышении фильтрационного сопротивления обводненных пропластков с применением водоизолирующих химреагентов, принята за основу при разработке новых технологий увеличения охвата пластов заводнением и конечной нефтеотдачи. Реализация этого принципа воздействия в ряде методов ограничения водопритоков в добывающие скважины показывает, что они относятся к категории технологических мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов. К сожалению, до настоящего времени этим методам не придавалось должного значения, хотя применение их не требует существенного изменения в сложившуюся систему разработки и осуществляется в органическом единстве с традиционными методами заводнения. Возможность применения методов ограничения притока вод в скважины при предельных значениях обводненности добываемой продукции (95 – 99 %) позволяет повысить нефтеотдачу обводненных пластов, исключаемых из разработки при обычном заводнении. Недооценка роли работ по ограничению движения вод в промытых пластах и притока их в скважину привело к тому, что до настоящего времени недостаточно изучены вопросы взаимодействия химреагентов с компонентами продуктивного пласта и возможности использования последних в качестве водоизолирующего материала. Поздние стадии разработки нефтяных месторождений оказались не обеспеченными эффективными методами воздействия на обводненные пласты с частично промытыми зонами, хотя конечная нефтеотдача их не превышает 0,3 – 0,5.

Применение методов ограничения притока вод в добывающие скважины не только повышает охват пласта воздействием и увеличивает нефтеотдачу, но снижает энергетические затраты на подъем, транспорт извлекаемой жидкости, специальную подготовку высокообводненной нефти, подготовку и утилизацию возрастающих объемов добываемой воды и затрат на защиту нефтепромыслового оборудования от коррозии, солеотложений и др.

Ограничение движения пластовых и закачиваемых вод путем повышения фильтрационного сопротивления обводненных зон нефтеводонасыщенного коллектора является одним из направлений совершенствования методов заводнения залежей, позволяющее повысить их эффективность на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. Снижение степени неоднородности обводненного продуктивного пласта по подвижности пластовых жидкостей в ре-

зультате увеличения фильтрационного сопротивления обводненных зон создает более благоприятные условия для применения физико-химических методов повышения нефтеотдачи. Следовательно, развитие теоретических и практических основ регулирования процессов разработки многопластовых нефтяных месторождений путем изменения фильтрационного сопротивления обводненных зон нефтеводонасыщенного коллектора с применением водоизолирующих химреагентов является актуальной проблемой для повышения его конечной нефтеотдачи.