

ший в тот период, когда эксплуатация велась без искусственного воздействия на нефтяную залежь, также не вполне точно передает сущность внутриконтурной

выработки, т.к. опять-таки говорит о необходимости поддержания давления по всему пласту и об отборе нефти по всей площади.

Из приведенных, хотя и весьма кратких рассуждений, становится все же вполне очевидным, что внутриконтурная выработка нефтяного пласта — это новый тип эксплуатации со своими особенностями и закономерностями, преимуществами и недостатками. Его всестороннее исследование и правильное использование позволят значительно увеличить эффективность процесса добычи нефти и снизить ее себестоимость.

§ 3. Трехмерный анализ и дифференциальные характеристики скважин

Для сложных девонских пластов восточных районов страны основное затруднение при анализе текущего состояния разработки продуктивного горизонта связано не только с отсутствием надлежащего контроля за продвижением ФНВ в плане месторождения, но и крайней скудностью сведений о динамике вертикальной выработки нефтяных пластов. Служившие в течение многих лет классические интегральные параметры скважин: дебит, обводненность, пластовое и забойное давление и др., не могут больше удовлетворять растущих запросов технологии добычи нефти.

В качестве примера затруднений, возникающих при анализе промыслового материала, связанных с недостаточностью сведений о притоке жидкости на забой скважины, можно привести индикаторные кривые. Кроме известных из теории индикаторных прямых, по наклону которых определяется коэффициент продуктивности, на практике встречаются и кривые, обращенные выпуклостью как к оси давлений, так и к оси дебитов. В связи с этим в литературе уже есть предположения о том, что нелинейная зависимость притока от депрессии обусловлена разницей давлений в пропластках с разной проницаемостью или трещиноватостью песчаников, из которых сложен продуктивный горизонт. В обоих этих предположениях важно то, что свойства пласта дифференцированы по мощности. На этой основе становится очевидной недостаточность для практики такого классического интегрального параметра, как коэффициент продуктивности скважины.

Другим параметром, показывающим необходимость перехода от интегральных к дифференциальным характеристикам скважины, является их обводненность. По проекту скважины Ромашкинского месторождения должны обводняться скачком в момент прорыва фронта нагнетаемой воды на забой эксплуатационной скважины. Некоторыми авторами на этом строятся основные экономические показатели разработки. Однако реальный пласт в значительной

Введение

ПРИМЕРОВ

Авторы

Москва

1978

1

Авторы

Москва

1978

1978



Задача эксплуатационных скважин состоит в том, чтобы, регулируя равномерное растягивание фронта нагнетаемой воды, полностью отобрать из пласта вытесняемую нефть. При идеальных условиях эксплуатации разрабатываемой площади без учета сжимаемости величина отбора нефти в пластовых условиях должна быть равна объему закаченной жидкости.

Реальный коэффициент, характеризующий степень эффективности использования нагнетаемой воды, меньше единицы. Однако, при внутриконтурном заводнении он намного выше, чем при законтурном.

В той части площади, где расположены эксплуатационные скважины, в безводный период эксплуатации, кроме перераспределения давления, не происходит существенных изменений в продуктивном горизонте и отбираемая нефть замещается новой. Поэтому можно считать, что основные процессы, влияющие на отбор нефти из пласта, сосредоточены в зоне вытеснения ее водой. В этой части залежи идет выработка пластов. Вполне естественно, что основное внимание при контроле за разработкой должно быть сосредоточено именно на этой вырабатываемой части залежи. Таким образом, нагнетательная скважина, с ее зоной влияния, является центральным объектом эксплуатационной площади, от параметров и условий работы которой в решающей степени зависят темп и полнота выработки продуктивного горизонта. По сравнению с существующим понятием, на Ромашкинском месторождении площадь имеет несколько иное определение. Нагнетательный ряд перемещается с периферии в центр, а эксплуатационные ряды меняются местами: внешние становятся внутренними и

Не касаясь пока вопроса о рациональной расстановке скважин при внутриконтурной выработке пластов, рассмотрим некоторые положения с другой точки зрения. Как уже говорилось, напор нагнетаемой воды создает в пласте градиент давления, под действием которого движется ФНВ, вытесняя нефть.

При шахматном расположении эксплуатационных скважин и запроектированных на Ромашкинском месторождении больших расстояниях между нагнетательными эксплуатационными рядами для перехвата этого напора и отбора вытесняемой нефти достаточно двух первых рядов. Третий, внешний, эксплуатационный ряд, если он уже пробурен, может служить пьезометром для контроля за перехватом вытесняемой нефти внутренними рядами. Нет никакого смысла в перемещении нефти из зоны вытеснения через всю площадь до внешних рядов, если она может быть отобрана гораздо ближе. Искусственный зажим внутренних¹ рядов для пропуска давления на более отдаленные участки, как будет видно из дальнейшего, приводит к уменьшению градиента давления и продвижению воды и нефти лишь по наиболее проницаемым частям продуктивного горизонта.

Интересно отметить, что термин «поддержание пластового давления»,

¹ по новой терминологии

движение жидкости, хотя и с разной скоростью, происходит по большей части мощности пласта, независимо от того, где и как перфорирована нагнетательная

При законтурном заводнении наибольшие скорости движения потока сосредоточены на призабойной зоне нагнетательной скважины, где они не вызывают каких-либо серьезных осложнений.

Там же, где за счет внедрения воды в нефть идет частичный процесс образования эмульсии, скорости потока невелики. Благодаря этому эмульгирование идет слабо, не вызывая сколько-нибудь значительных дополнительных фильтрационных сопротивлений потоку. Контакт нагнетаемая вода – пластовая вода является чисто физическим процессом и не приводит, по-видимому, ни к химическим, ни к биологическим реакциям. Все эти благоприятные условия позволили упростить подготовку воды перед введением ее в пласт. В настоящее время от сложной системы водоподготовки оставлена лишь очистка воды от механических примесей, что значительно удешевило эксплуатацию.

Общепризнанно, что основными недостатками системы законтурного заводнения являются: применимость метода лишь к месторождениям небольших и средних размеров и одностороннее использование давления, развиваемого в пласте нагнетаемой жидкостью. Разработка крупного Ромашкинского месторождения потребовала нового подхода к вопросам эксплуатации и вызвала к жизни и вызвала к жизни идею внутриконтурного заводнения.

В отличие от законтурного заводнения, где поверхность водонефтяного контакта создавалась самой природой в течение тысячелетий, при внутриконтурном питании залежи фронт нагнетательной скважины создается заново, в другой плоскости и в весьма ограниченный отрезок времени. В связи с этим исходной поверхностью нового контура ВНК внутри залежи становится призабойная зона нагнетательной скважины, форма которой осложнена наличием обсадной колонны и цементного кольца с незначительным количеством перфорационных отверстий.

В отличие от общепризнанного термина «ВНК», искусственно создаваемую вертикальную компоненту лучше назвать фронтом нагнетаемой воды ФНВ. При своем радиальном движении вновь образованный ФНВ¹ вытесняет нефть из пористого коллектора, сжимая ее и перемещая по пласту или по отдельным пропласткам в зависимости от вертикальной структуры продуктивного горизонта и строения забоя нагнетательной скважины. Скорость растягивания этого искусственно созданного фронта и форма его поверхности как в горизонтальной, так и в вертикальной проекции определяются объемом закачиваемой жидкости, распределением давления в пласте и его пьезопроводностью. Пьезопроводность пласта, в свою очередь, является сложной функцией параметров коллектора и заполняющих его жидкостей.

¹ Роль рабочего агента, вытесняющего нефть из пласта, может принадлежать

УДК
ББК

Н53

Непримеров Н.Н.

Н 53 Десяти томное собрание научных и литературных трудов.
– Т.4.

ISBN

Четвертый том посвящен особенностям разработки нефтяных месторождений при искусственном воздействии на пласт.

В книгу вошли такие некоторые докладные записки в адрес ЦК КПСС Татарского ОК КПСС, Миннефтепрома.

УДК
ББК

ISBN

Непримеров Н.Н., 2004

©

отдельные площади, каждая из которых может разрабатываться отдельно от других по своей системе расположения эксплуатационных скважин.

Так наиболее кратко выглядят общие принципы внутриконтурного заводнения, определяют и основные преимущества новой системы разработки. «Система внутриконтурного заводнения, - утверждается в проекте, с разрезанием залежи на отдельные площади одновременно обеспечивает как высокую текущую добычу нефти, так и высокое суммарное извлечение нефти из недр при сильном сокращении сроков разработки и снижении капиталовложений и себестоимости нефти».

Таким образом, новое в разработке Ромашкинского месторождения заключается в разрезании залежи на отдельные площади, на которые затем переносятся уже известные принципы и технология законтурного заводнения.

§ 2. Образование вытесняющего фронта воды при законтурном и внутриконтурном заводнении

Новые прогрессивные методы поддержания пластового давления с помощью законтурного и внутриконтурного нагнетания воды в нефтяные залежи нашли широкое применение в нефтяной промышленности нашей страны. В связи с этим центральным вопросом эксплуатации месторождения стал прием воды пластом и связанный с ним дальнейший контроль и регулирование фронта передвижения вода в продуктивном горизонте. Именно от этих факторов зависят такие параметры разработки, как сетка размещения нагнетательных и эксплуатационных скважин, темпы закачки воды и отбора нефти из продуктивного горизонта, период безводной и водной эксплуатации месторождений, текущая и конечная нефтеотдача пласта и многое другое.

Формирование и продвижение фронта воды при законтурном и внутриконтурном заводнении месторождений в значительной степени отличаются друг от

При законтурном заводнении нагнетание воды производится в периферийную часть месторождения, за внешним контуром нефтеносности, в результате чего нефтяная залежь поджимается сбоку и снизу и в ней происходит подъем давления. При нагнетании закачиваемая пресная вода вступает в контакт с пластовой минерализованной жидкостью, которая служит буфером между вновь поступающей в пласт водой и нефтью. В этом случае природа сама сформировала фронт наступающей воды. Температура, вязкость и состав воды в зоне водо-нефтяного контакта практически не изменяются в течение всего периода разработки месторождения. Расположение нагнетательных скважин на некотором расстоянии от границы водо-нефтяного контакта приводит к перераспределению давления между неоднородными частями пласта через литологические окна. Поэтому

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИ ИСКУССТВЕННОМ ВОЗДЕЙСТВИИ НА ПЛАСТ*

ГЛАВА I НЕКОТОРЫЕ ПУТИ УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ МЕТОДИКИ АНАЛИЗА СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ЗАКОНТУРНЫМ И ВНУТРИКОНТУРНЫМ ЗАВОДНЕНИЕМ

§ 1. Новые принципы разработки Ромашкинского месторождения

Разработка уникального по своим размерам Ромашкинского месторождения была связана с решением большого количества различных вопросов нефтедобычи и составила новый этап в развитии нефтяной промышленности.

Промышленные запасы девонской нефти Ромашкинского месторождения приурочены к пологой платформенной структуре горизонта Д₁, состоящей из неустойчивых по мощности прослоев мелкозернистых песчаников, песчаных алевролитов и глинистых аргиллитов с общим зеркалом водонефтяного контакта. В плане это равнинное месторождение имеет форму большого неправильного круга. Коллекторские свойства пласта ухудшаются от центра к периферии. Естественно, что при таких размерах месторождения эксплуатация его без искусственного поддержания давления была бы мало эффективной. Учитывая это, коллектив ВНИИ предложил «разрабатывать Ромашкинское месторождение с поддержанием пластового давления путем закачки воды в ряды нагнетательных скважин, расположенных внутри контура нефтеносности. Теоретическое и практическое воплощение система внутриконтурного заводнения нашла в Генеральной схеме разработки Ромашкинского месторождения. При составлении Генеральной схемы было принято предложение о совместной разработке на Ромашкинском месторождении всех пластов горизонта Д₁, что способствовало значительному увеличению эффективности разработки. Сущность системы в том виде, в котором она внедрена в промышленность, заключается в следующем. Ряды нагнетательных скважин проводятся не только в законтурной части месторождения, но и внутри нефтяной залежи. Закачиваемая в нагнетательные скважины вода вначале представлена отдельными очагами заводнения. Но затем эти очаги сливаются и образуют один общий фронт воды, аналогичный имеющемуся при законтурном заводнении. Создаваемое на линии нагнетательных скважин повышенное давление образует дополнительный барьер давления, препятствующий перетоку нефти из одной площади в другую. Таким образом, месторождение разрезается водой по линии рядов нагнетательных скважин на

**Особенности внутриконтурной выработки нефтяных пластов Изд КГУ 1991*



Четыре этапа разработки нефтяных месторождений

Анализ современного состояния, учет накопленного опыта и электрополющии хода кривой исторического развития разработки нефтяных месторождений позволяет выделить четыре этапа развития в технологии добычи нефти.

Особенности предполагаемой классификации легче всего выявляются при последовательном рассмотрении для каждого этапа четырех аспектов проблемы:

- а) Способ эксплуатации. Пластовое давление. Величина приложенной депрессии.
- б) Схема расстановки скважин.
- в) Информационное обеспечение.
- г) Коэффициент нефтеотдачи.

1 этап охватывает время с момента возникновения нефтедобывающей промышленности до сороковых годов нашего столетия, т.е. до эпохи НТР.

а) Способ эксплуатации основан на истощении залежи. В начале шла фонтанная добыча, использующая упругий запас энергии недр. По мере снижения пластового давления и выделения газа из нефти происходил переход на механизированные способы добычи. Заканчивалась эксплуатация гравитационным режимом залежи. На этом этапе в течении всего периода разработки пластовое давление было ниже гидростатического

$$P_{na} < P_o$$

а величины депрессии были порядка десятка атмосфер.

В качестве примера можно привести Бакинские и Грозненские месторождения.

б) В расстановке скважин не было каких-либо закономерностей, кроме учета литологического строения залежи. Разбуривание велось с плотностью 2-4 га на скважину, что обеспечивало хороший охват пластов, как по простиранию так и по вертикали продуктивного горизонта.

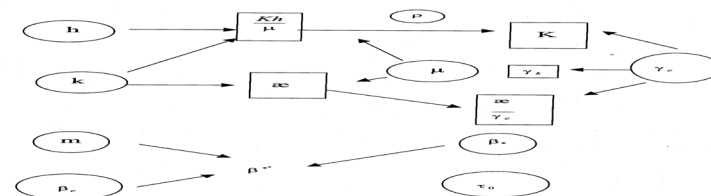
в) Из трех термогидродинамических параметров PQT , характеризующих систему, в этот период использовался только один - давление, т.к. необходимо было контролировать остаточный запас упругой энергии в пласте. Для этой же цели служила сеть пьезометрических скважин и строились карты изобар. Глубинные манометры с местной регистрацией и уравнимеры были основными приборами.

Несмотря на хороший охват пластов дренированием, благодаря сверхплот-

и математическим обеспечением.

3. *Кадров, овладевших новой технологией.*

Сводная таблица



Опытно - промышленные испытания технологии начнутся в 1987 - 88 г.г. на экспериментальных участках Ромашкинского нефтяного месторождения ПО «Татнефть». Эта работа включена в Союзную комплексно - целевую программу 0.02.01 госкомитета по науке и технике на XII пятилетку. К работе по этой программе привлечены СПКБ «Союзнефтепромавтоматика» Минприбора СССР (разработка АСК - ВП), физико - технический институт физической и органической химии КФАН СССР (вопросы управления разработкой), институт физической и органической химии КФАН СССР (исследование свойств углеводородов на молекулярном уровне), отдел подземной гидромеханики института механики и математики им.Н.Г.Чеботарева при КГУ (теория нестационарного поля в фильтрации), а также ученые шести кафедр 3-х факультетов Казанского университета: физики, механики, математики, как теоретики, так и экспериментаторы (развитие промысловых гидродинамических и акустических методов исследования, теория явлений переноса в насыщенных пористых средах, изучение процесса фильтрации на молекулярном уровне, методами диэлектрической и магнитной радиоспектроскопии и др.)

В настоящей работе изложена только оригинальная часть новой технологии. Разбор современного состояния и дальнейших традиционных путей развития нефтедобывающей промышленности содержится в монографии заместителя директора по науке НИИнефть М.Л.Сургучева и обзор В.Н.Щелкачева. С конкретным состоянием дел можно ознакомиться по книге одного из старейших

$$h_{III} = 0,7 \cdot 0,9 = 0,6 \pm 0,1$$

Четвертый этап приходится на начало и середину XXI века. Если на первом этапе учитывается в основном геологический аспект при разработке, на втором заметную роль стали играть и гидродинамические законы фильтрации, на третьем они получили свое логическое завершение, то четвертый этап - это господство тепловых и физико-химических методов воздействия на пласт при оптимальном гидродинамическом режиме.

Способ эксплуатации - промывка продуктивных пластов специально подобранным для данного месторождения сложным - составленным рабочим агентом при оптимальной температуре.

Объект разработки - многопластовая залежь с работающим оборудованием совместно - раздельной эксплуатации каждого пласта в отдельности.

Режим эксплуатации - динамический.

Схема расстановки скважин - сотовая, но размеры ее и форма задаются начальными фильтрационными параметрами пласта, снятым с поверхности при наличии только одной скважины будущей ячейки. Фронт вытеснения при эксплуатации повторяет схему расстановки скважин, поэтому требуется минимум регулировки.

Теоритическое обеспечение будет базироваться на теории термозаводнения и физико - химической гидродинамике. Большое значение будут иметь результаты изучения процесса фильтрации в насыщенных пористых средах на молекулярном уровне.

Коэффициент нефтеотдачи доведен до экономически рентабельного оптимума, в основном за счет роста

$$h_0 \rightarrow 0,9$$

$$h_{\gamma} = 0,9 \cdot 0,9 = 0,8 \pm 0,1$$

Настоящая работа представляет собой изложение основ интенсивной технологии выработки нефтяных пластов, созданной комплексной группой ученых Казанского университета по заданию производственного объединения «Татнефть» за период с 1960 по 1985 г.г. с затратой, примерно, 700 человеко лет труда и предлагаемой для освоения ее нефтяной промышленностью в начальном периоде III этапа. Как и любая технология, она состоит из трех частей:

1. Новых принципов, дополняющих и развивающих уже освоенную технологию выработки пластов водой, как рабочим агентом.

2. Орудий и средств производства, в качестве которых в дополнении к уже имеющемуся арсеналу выступает автоматизированная система контроля за выработкой пласта с ее теоритическим, методическим, приборно - техническим

состояла в том, что по мере падения порового давления, под действием веса вышележащих горных пород, происходило уплотнение коллектора, сопровождавшееся снижением проницаемости пород и захлопыванием пор с захоронением в них значительных запасов нефти. Разгазирование нефти в пласте, сопровождавшееся повышением ее вязкости, также не способствовало улучшению процесса фильтрации. В стилизованном виде суммарный коэффициент нефтеотдачи пластов для этого этапа можно записать в виде:

$$h_1 = h_0 \cdot h_{\text{ока}} = 0,2 \cdot 0,9 = 0,2 \pm 0,1$$

Второй этап - с сороковых годов по двухтысячный год, т.е. современное состояние. Способ эксплуатации - законтурное и внутриконтурное заводнение. Он был подсказан самой природой, когда давление в некоторых залежах в процессе эксплуатации оставалось практически неизменным за счет высокой активности контурных вод. Вначале способ эксплуатации так и назывался - поддержание пластового давления путем законтурного заводнения. Его внедрение было революцией как в темпах добычи нефти, так и в нефтеотдачи пластов. Характерные примеры - Туймазинское и Бавлинское месторождения.

Несколько позже были открыты месторождения - гиганты: Ромашкино, Узень, Самотлор. На них было проведено внутриконтурное разрезание залежи на отдельные самостоятельные объекты разработки (площади, блоки) и перенос на них уже освоенной технологии законтурного заводнения. Вода стала закачиваться непосредственно в нефтяные пласты и процесс добычи стал носить характер выработки продуктивных пластов рабочим агентом, заменяющим нефть в порах коллектора. Темп добычи стал планироваться в научно-обоснованных пределах как выше, так и ниже начального гидростатического. Величины репрессии и депрессии достигают десятки МПа.

Несмотря на запроектированный фонтанный способ эксплуатации на весь период разработки, начавшееся массовое обводнение скважин и требования н/х, потребовали снова перехода на механизированный способ добычи, который к концу этого периода стал преобладающим.

Объект разработки, как и на предыдущем этапе, остается многопластовым с единым фильтром, как в нагнетательных, так и эксплуатационных скважинах. Установки совместно-раздельной эксплуатации не получили развития.

Режим эксплуатации - стационарный. Как предвестники нового, в конце периода в технологии появились циклическая закачка и отбор и смена фильтрационных потоков в пластах.

Схема расстановки скважин при законтурном заводнении не носила принципиального характера. Плотность ее определялась размерами характерных литологических неоднородностей пласта. Составление проектов привело сначала к частичной геометритизации схемы и появлению рядов. Затем, рядность стала

преобладающим принципом, особенно при внутриконтурном заводнении с соотношением нагнетательных и эксплуатационных скважин, примерно 1 к 4. На порядок, по сравнению с первым этапом, уменьшилась плотность сетки скважин.

В теории фильтрации, кроме коэффициента проводимости, характеризующего пласт, был введен коэффициент упругости пласта и развиты ставшие классическими водонапорный и упругий режим работы пластов. В расчетах при проектировании стала рассматриваться двухжидкостная модель и по отдельности фазовые проницаемости для воды и нефти.

Некоторые изменения произошли и в информационном обеспечении процесса разработки. Вскрытие многопластового объекта единым фильтром привело к необходимости контролировать не только давление, но и дебиты по отдельным пластам. Так, на промыслах вслед за мномотром появились дистанционные дебитомеры - расходомеры.

Внутриконтурное заводнение продуктивных горизонтов холодной поверхностной водой привело к нарушению теплового режима залежи и необходимости температурных измерений для контроля за его состоянием.

К шестидесятым годам все три термодинамических параметра, P, Q, T стали использоваться для контроля за состоянием разработки. Фильтрационные параметры пластов стали определяться методом КВД и гидропрослушивания по простейшим моделям. Однако, эти измерения носят вспомогательный характер, качество их очень низкое, результаты противоречивы и они слабо влияют на сам процесс эксплуатации залежи.

На втором, современном этапе развития нефтедобывающей промышленности, общий коэффициент нефтеотдачи возрос примерно вдвое, по сравнению с предыдущим этапом. При этом, обе составляющие повели себя по-разному. За счет поддержания пластового давления уменьшилось влияние деформации коллектора на степень замещения нефти водой, что позволило поднять эту

составляющую до значения $h_0 \approx 0,6$. Вторая составляющая по степени охвата пластов заводнением, наоборот, упала до $h_{\text{ов}} = 0,7$. Этому способствовал целый ряд причин, основные из которых следующие:

1. Уменьшилась плотность сетки скважин с 2-4 га до 24-64 га на скважину.
2. Многопластовые объекты были вскрыты единым фильтром, что привело к неполному охвату пластов по вертикали.
3. Нарушение теплового режима и неравноскоростная выработка привели к отключению из разработки охлажденных пластов.

4. Малый удельный вес нагнетательных скважин в общем числе и их расположение в рядах.

Результатирующее выражение для этого этапа можно записать в виде:

$$h_I = 0,6 \cdot 0,7 = 0,4 \pm 0,1$$

Третий этап - уже в новом XXI веке. Его прогноз основан на учете недостатков в технологии выявленных на предыдущих этапах, более высокой степени изученности реальных свойств коллектора, дальнейшем развитии теории фильтрации и подземной гидродинамики и, главное, в коренной ломке отношений к информационному обеспечению нефтедобычи и внедрении в широкую практику автоматизированных систем технологического контроля, а к концу этапа и управления выработкой пластов.

Способ эксплуатации - контролируемая и управляемая выработка нефтяных пластов рабочим агентом при найденных экспериментально для данного месторождения оптимальных значениях пластового давления и приложенных депрессий и репрессий. Объект разработки - выделенная в вертикальном разрезе месторождения однопластовая залежь.

Режим эксплуатации - динамический, с переменными дебитами как в нагнетательных, так и в эксплуатационных скважинах.

Схема расстановки скважин - ячеистая или сотовая, в соотношении скважин, близким к единице. Размеры ее определяются фильтрационными параметрами и характерной величиной неоднородности пластов по простиранию.

Теоретическое обеспечение базируется на релаксационной теории фильтрации с конечной скоростью распространения возмущения в пласте.

Информационное обеспечение при динамическом режиме эксплуатации осуществляется 2-х уровневой автоматизированной системой контроля и управления выработкой пластов. Нижний уровень контролирует и управляет выработкой отдельной ячейки, используя в качестве основного источника информации о состоянии выработки пласта, положения фронта нагнетаемой воды и текущим значениям коэффициента нефтеотдачи, фильтрационные волны давления, которые распространяются по пласту при динамическом режиме эксплуатации.

Второй, верхний уровень должен контролировать и управлять системой ячеек, которыми покрыта вся площадь месторождения.

Прирост в коэффициенте нефтеотдачи на третьем этапе осуществляется как за счет лучшей изученности свойств коллектора и его поведения при разных динамических нагрузках, что дает существенный выигрыш в h_0 , так и за счет более полного охвата пластов выработкой при, примерно, прежних параметрах в плотности сетки скважин

вался перфорацией. После перевода скважины в разряд нагнетательных был произведен дострел. Однако, как видно из чертежа, он не дал положительных результатов, и этот интервал, по-видимому, не принимает и не принимает воду. Возможно, как уже говорилось. Произошло охлаждение пласта в районе призабойной зоны от рядом лежащего высокопроницаемого слоя, и он в значительной степени снизил проницаемость. Возможно, имеют место и другие, пока еще не ясные причины.

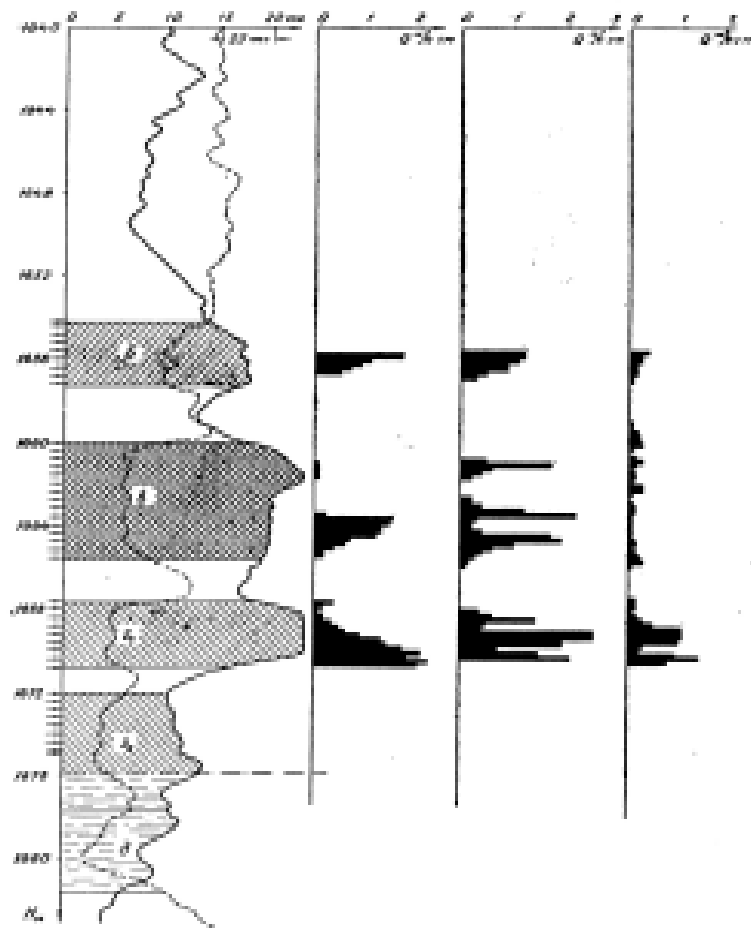


рис.4 Каротажная диаграмма и профили расхода и притока для нагнетательной скважины № 2096. Слева направо: I-кривая расхода от 24.08.59 г. II-Аналогичная кривая от 07.08.1960 г. III-Профиль притока при самоизливе скважины.

степени отличается от однородного. Учет распределения проницаемости по мощности, проведенный в некоторых теоретических работах, показывает совсем другой характер процесса обводнения. Об этом же говорят и лабораторные

Вышеприведенные значения подсказывают необходимость изучения не осредненных значений, а распределения по вертикали таких параметров, как давление, приток, продуктивность, процентное содержание воды в нефти и температура. (Необходимость изучения температуры будет очевидна из последующего изложения материала). Все перечисленные параметры определяют работу скважины и являются динамическими дифференциальными характеристиками нефтяного пласта. Кроме них существуют начальные статические данные, полученные при электрометрии пласта и зафиксированные на каротажных диаграммах. По ним определяются пористость, проницаемость, нефтеводонасыщенность и другие параметры продуктивного горизонта. Эти статистические данные сняты как функции глубины залегания, в связи с чем, они могут быть отнесены к дифференциальным параметрам. Из сопоставления статических и динамических характеристик могут быть получены ценные сведения об эффективности разработки пласта. Однако на пути создания такой методики стоит целый ряд трудностей.

1) Не разработан еще вопрос сопоставления статических и динамических характеристик пласта. Поэтому необходимо провести тщательное изучение процесса притока при открытом забое, когда отсутствуют дополнительные осложнения, связанные с несовершенством скважины как по степени, так и по

2) Невозможность повторного снятия электрометрических характеристик пласта после спуска скважины в эксплуатацию. В действующей скважине стальная обсадная колонна и цементное кольцо отделяют измерительный прибор от пород продуктивного горизонта. Устранение этого недостатка в конструкции скважины станет возможным лишь тогда, когда картаж скважин будет производиться с помощью частотных или ультразвуковых методов, а вместо стальной обсадной колонны будут использоваться диэлектрические пластмассовые трубы. На настоящем этапе развития экспериментальных исследований необходимо лишь повысить степень достоверности измерений путем хотя бы параллельных замеров на одной и той же скважине двумя независимыми геофизическими партиями. Это станет очевидным, если вспомнить, что такое дорогостоящее сооружение, как скважина, вводится в эксплуатацию на десятки лет, и в течение всего этого периода эффективность ее работы и степень выработки пласта будет определяться по сопоставлению с начальными каротажными данными.

3) Затрудняет работу также дискретность притока жидкости на забой скважины через отдельные перфорационные отверстия в обсадной колонне.

4) Наконец, огромным затруднением является невозможность точной привязки по глубине статических и динамических параметров пласта. Последнее

обстоятельство имеет очень большое значение для дальнейшей работы, поэтому на нем следует остановиться подробнее.

Как известно, для снятия электрометрических характеристик соответствующий прибор опускается в не обсаженную скважину на каротажном кабеле. С помощью стандартных каротажных кабелей (по их паспортным данным) можно измерить расстояние с точностью примерно $\pm 0,5$ м на километр. Если учесть, что удлинение скважины вследствие отклонения ее ствола от вертикали высчитывается по оси скважины, а кабель располагается в стволе по кратчайшему пути между изгибами, то ошибка может возрасти еще больше. Однако допустим, что эти ошибки невелики и местоположение нефтеносных пластов определено абсолютно точно. Это несколько не облегчает дальнейшую задачу. После установки и цементации обсадной колонны в скважину на каротажном кабеле опускается перфоратор для прострела отверстий, соединяющих пласт с забоем. Расположение кабеля в стволе скважины отличается от того, какое было в ней до установки обсадной колонны. Разница в пути будет тем больше, чем сильнее искривлена скважина и чем больше в ней изгибов. Как показывают проведенные авторами измерения, почти ни в одной скважине нет четкого совпадения между расположением пластов и соответствующих им перфораций.

В действующей скважине определение положения прибора вблизи забоя еще более затруднено. С одной стороны, это связано с тем, что путь кабеля лежит уже не через обсадную колонну, а по еще более узкой лифтовой трубе (для скважины № 503 разность измерений по обсадной колонне и лифтовой трубе составляет почти 3 метра при глубине забоя около 1700 м). С другой стороны, растяжение кабеля в значительной степени меняется от режима работы скважины, т.е. от скорости и направления потока жидкости в лифте, а также от силы трения кабеля о поверхность труб.

В зависимости от направления и скорости движения жидкости в скважине кабель может испытывать либо растягивающее усилие, либо, наоборот, сопротивление движущейся нефти может компенсировать вес кабеля, и он будет подниматься и скручиваться потоком, особенно при наличии в верхней части лифта больших газовых пузырей. Даже при спуске и подъеме кабеля в одной и той же скважине без изменения режима ее работы силы трения при спуске заметно уменьшают растяжение кабеля, а при подъеме – увеличивают. Поэтому прямой и обратный замеры не совпадут друг с другом, если не учесть поправки на трение.

Теоретический расчет поправок на растяжение в различных условиях работы кабеля не даст серьезного повышения точности замеров. Нет возможности определить поправку и экспериментально, поэтому приходится либо довольствоваться точностью $\pm 1-2$ метра, либо пытаться привязаться к какой-либо детали в конструкции скважины, глубина расположения которой хорошо известна.

жет служить постепенный промыв некоторых поровых каналов в призабойной зоне пласта. Элементарный подсчет показывает, что при средних расходах воды и средних суммарных мощностях поглощающих пластов скорость течения воды в призабойной зоне может достигать десятков сантиметров в секунду. Естественно, что десятки и сотни тысяч кубометров воды со взвешенными в ней твердыми частицами обладают абразивным действием на поровые каналы. Их поверхность частично размывается, а частично шлифуется и стачивается. Интересно отметить, что имеется своеобразная положительная обратная связь: чем больше протекает через данное сечение воды, тем больше расширяются каналы, и еще большее количество воды устремляется в них. В мало проницаемых частях картина может быть обратная. В некоторых работах отмечается изменение в сторону роста величины приведенного радиуса скважины r_c со временем. Другой возможной причиной может быть изменение сопротивления данного сечения пласта в зависимости от продвижения ФНВ по его отделенным от призабойной зоны частям. Изменение сопротивления по данной линии тока складывается из сопротивления переходной зоны ФНВ и чисто нефтяной части. По мере выработки и замещения нефти водой сопротивление в избранном направлении уменьшается. В различных сечениях скорость искусственного ФНВ разная, поэтому приемистость того или иного сечения может меняться в зависимости от изменения общего сопротивления потоку в данном направлении. Однако следует еще раз подчеркнуть, что это только предположение. Оно нуждается еще в серьезной экспериментальной проверке при изучении во времени расхода притока в близко расположенных нагнетательной и эксплуатационной скважинах. Более определенные результаты получаются, если забои скважин будут оставлены открытыми и исключится тем самым ошибка за счет дискретности притока.

Следует указать и на третью возможную причину – изменение отбора в эксплуатационных скважинах. Это тоже может вызвать перераспределение градиентов давления в пласте.

Кривая III на рис. 4 показывает приток в скважину № 2096 при ее самоизливе. Видна достаточно хорошая степень вскрытия пластов. Однако и тут имеются две особенности. Первая из них чисто техническая. Лифтовые трубы, имеющие воронку на конце в этой скважине перепущены и закрывают половину пропластка «б», в результате чего нельзя определить характер работы его верхней части, так как при подъеме к кровле пласта «б» расходомер входит в лифтовые трубы. Следует отметить, что вообще при измерениях расположение воронок отбивается значительно ниже того значения, которое дается по промысловым данным.

Вторая особенность более серьезная. Как видно из каротажной диаграммы, нижний пропласток «г» обладает пониженным омическим сопротивлением и расценивался раньше, как начало переходной зоны от нефти к воде, хотя и расположен почти целиком выше плоскости начального ВНК 1676.1 м. Вследствие этого, при работе скважины, как эксплуатационной, в первый период 1957-1958 гг. он не вскры

в работе участвует не вся нефтенасыщенная мощность пласта. Примером этому может служить отсутствие приемистости у скважины № 503 (рис. 1 и 2) в интервалах 1628.4-1630.2, 1631.4-1632.6, 1634.0-1635.2 м и 1647.6-1648.4, несмотря на хорошо выраженные коллекторские свойства пласта на этих участках. Причиной этого, без большой ошибки, можно считать либо некачественную перфорацию, либо, что более вероятно, просто отсутствие отверстий в перечисленных интервалах обсадной колонны. Аналогичные явления встречаются и у других скважин. При расчете эти интервалы попадают в число не охваченных выработкой и отрицательно сказываются на величине суммарного коэффициента нефтеотдачи. Если бы неполный прострел пластов учитывался коэффициентом совершенства скважины по степени вскрытия, то тогда не могло бы существовать зависимости

$$h_{\text{эфф}} = f(\Delta P)$$

установленной выше. Поскольку такая зависимость существует, то для беспрепятственной работы пластов необходимо их полное вскрытие достаточным числом отверстий.

Наиболее вероятной причиной не простреленных мест на обсадной колонне являются ошибки при определении глубины спуска перфоратора. Как известно, точность замеров с каротажными кабелями равна ± 1 м, то есть максимально возможная ошибка при разных знаках погрешностей может достигнуть 2 м. Такую же величину имеют и провалы на кривой притока и приема у скважины № 503.

С внедрением в нефтепромысловую практику дистанционных дебитометров-расходомеров появится возможность контролировать качество и полноту перфорации пластов при приеме скважины из бурения. Пока же следует рекомендовать производить прострел колонны с перекрытием интервалов, а в тех случаях, когда расстояние между пропластками меньше 2-х метров, не разрывать в этом месте зону перфорации.

Количество отверстий, вскрывающих тот или иной пласт или пропласток, важно и по другой причине. На рис.4 приведена серия кривых приемистости и притока для нагнетательной скважины № 2096, расположенной на 376 метров к западу от скважины № 503. В ней имеется тот же набор пропластков, что и у скважины № 503 с той лишь разницей, что верхний слой «а» отсутствует, а четыре нижних разделены между собой глинистыми прослоями, причем слой «г» по-прежнему двойной. По материалам этой скважины можно проследить за изменением характера приема воды пластами по времени. Кривая на рис.4, характеризующая приемистость скважины, снята 24.08.1959 г., а расположенная рядом с ней – 7.08.1960 г., то есть почти через год. За это время прием воды скважины несколько возрос. Расход увеличился в основном лишь против некоторых интервалов мощности пласта. Отсутствие достаточного опыта в анализе

По имеющемуся опыту работы такими ориентирами могут служить воронка на конце лифтовой колонны, искусственный забой и нижние отверстия перфорации. Повышению точности замера может способствовать и учет общей картины расположения пластов.

Измерения, проведенные на довольно большом числе скважин Ромашинского месторождения (около 20) показали, что положение воронки на конце лифтовых труб по промысловым данным определяется очень неточно. Поэтому положение воронки может служить лишь для контроля за совпадением показаний счетчика метража на поверхности при повторном спуске, либо при спуске разных приборов.

Аналогичное замечание можно сделать и по отношению к искусственному забою. Даже в том случае, когда поверхность его чистая и нет осадка или засоряющих предметов, точность привязки по нему получается невысокой. В целом ряде случаев, особенно после ремонта скважины, когда положение искусственного забоя практически совпадает с нижними отверстиями перфорации, привязка измерений к его положению может служить в качестве контроля за совпадением показаний при различных измерениях. К сожалению, обе эти точки без специальных исследований не дают возможности с достаточной точностью сопоставить динамические характеристики действующих скважин с их каротажными диаграммами.

Более надежной отметкой для практических целей оказались нижние отверстия перфораций. Однако это справедливо лишь в частном случае, например, для экспериментального участка Казанского университета, где нижняя пачка пропластков сложена хорошо проницаемыми песчаниками, и часть из них находится ниже отметки водонефтяного контакта. Вследствие этого нижние перфорационные отверстия приподняты над зеркалом воды и расположены против наиболее проницаемых частей пласта, обладающих максимальной производительностью

Для развития дифференциального анализа и контроля за вертикальной выработкой пластов необходимо в конструкции новых скважин, вводимых в эксплуатацию, предусматривать какие-то реперные точки, по которым в процессе разработки можно было бы совмещать кривые притока, давления, температуры и т.п. Вероятнее всего, это будет радиоактивная метка где-нибудь в районе верхнего известняка. Важно, чтобы после любого ремонта или изменения конструкции скважины измерительный прибор, снабженный соответствующим индикатором, всегда фиксировал эту точку. Без такой точной привязки в значительной степени снижается ценность полученных данных, и ограничиваются возможности для выводов и рекомендаций.

ГЛАВА II

ФОРМИРОВАНИЕ ФНВ НА ЗАБОЕ НАГНЕТАТЕЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ И ЗАКОНОМЕРНОСТИ ЕГО ПРОДВИЖЕНИЯ В

ПРОДУКТИВНОМ ГОРИЗОНТЕ

§ 4. Влияние величин давления сдвига на вертикальный профиль приемистости нагнетательной скважины

Экспериментальные исследования особенностей продвижения нагнетаемой воды при внутриконтурном заводнении производились в юго-восточном углу Южно-Ромашкинской площади в районе нагнетательных скважин № 2096, № 503, № 2097. Скважина № 503 была введена в строй летом 1952 г. и до 5 сентября 1957 года работала как эксплуатационная. После перевода в разряд нагнетательных, несмотря на небольшие сроки, она приняла уже более 2-х миллионов кубометров воды. Таким образом, к началу исследований, т.е. к 1959-1960 гг., искусственно созданный ФНВ отошел от забоя скважины на значительное расстояние, исчисляемый сотнями метров. На рисунке 1 приведено несколько кривых, характеризующих вертикальную приемистость продуктивного горизонта в разрезе скважины № 503 при различных режимах ее работы. На этом же рисунке для удобства сравнения нанесена диаграмма бокового каротажного зондирования и две зоны перфорации обсадной колонны. Из этой диаграммы видно, что в геологическом разрезе скважин представлены все пять пропластков «а», «б», «в», «г» и «д», характерных для горизонта D_1 Ромашкинского месторождения.

Скважина № 503 расположена на водоплавающей части залежи, между внутренним и наружным контурами нефтеносности. Нижняя часть ее двойного пласта «г» и полностью пласт «д» находятся ниже уровня начальной плоскости ВНК, проходящего по сечению с абсолютной отметкой – 1490 м (1652,8). Вследствие этого против них нет отверстий перфораций. Что касается остальных пропластков, что три средние из них соединены между собой и образуют единый монолит с весьма высокими коллекторскими свойствами. Верхний пласт «а» представлен нефтенасыщенными алевролитами довольно большой мощности.

Рядом с каротажной диаграммой на рисунке 1 помещен график приемистости пластов при расходе воды в 400 м³/с. По оси абсцисс отложена величина удельного расхода жидкости на 1 см мощности пласта в м³/с. Так как поглощение воды через отверстия перфорации идет дискретно, экспериментальный замер изменения расхода производился лишь через каждые 20 см. С такой же плотностью нанесены и точки на продифференцированных кривых. Величина удельного расхода определя

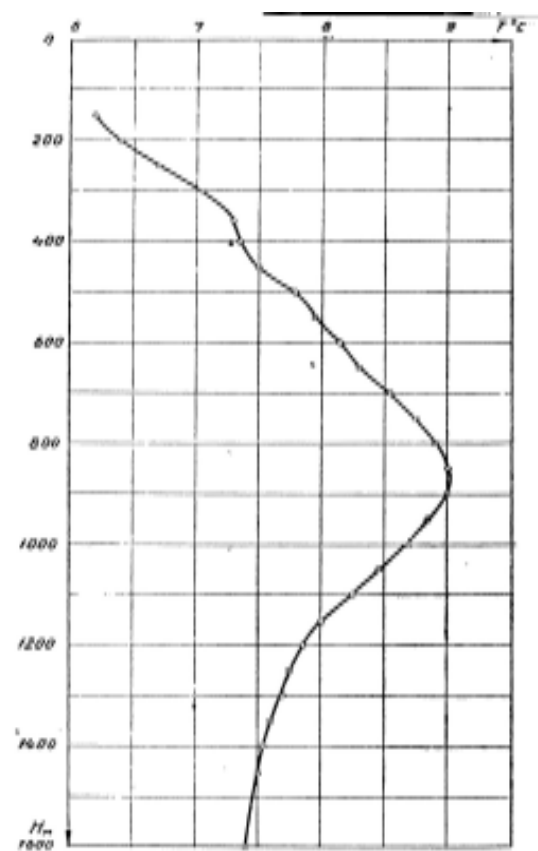
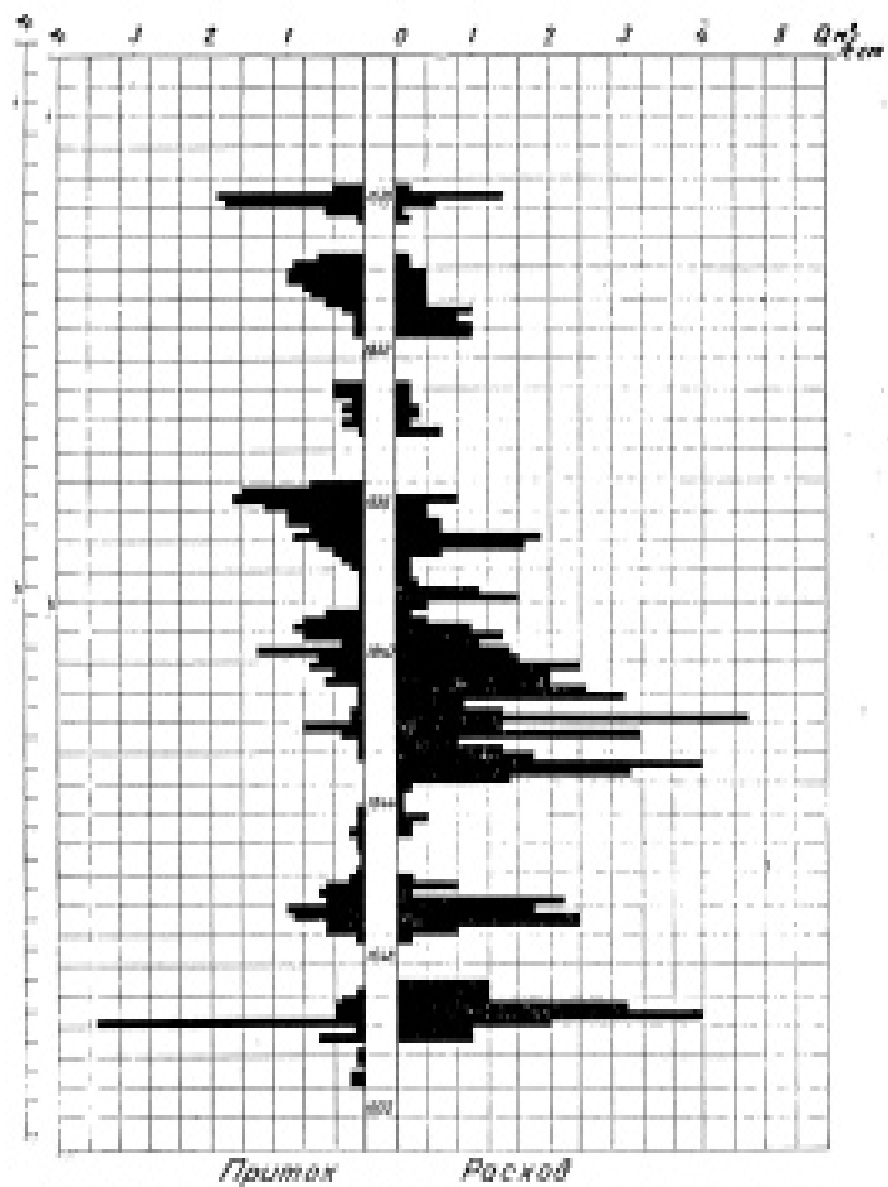


рис.3 Распределение температуры по стволу нагнетательной скважины № 503 после месячной ее остановки.

§ 5. Зависимость приемистости пластов от степени и характера вскрытия

В связи со сложным слоистым строением горизонта D_1 и сильной зависимостью величины эффективной мощности пласта $h_{эфф}$ от градиента давления остро встает вопрос о качестве перфорации и местоположении перфорационных отверстий. Как правило, наибольшая величина $h_{эфф}$ наблюдается при изливе нагнетательной скважины (рис.2, б). Однако даже при этих наиболее благоприятных



ставляла $7,4^{\circ}\text{C}$.
 рис.2 Профили кривых притока и расхода в установившихся режимах для скважины № 503

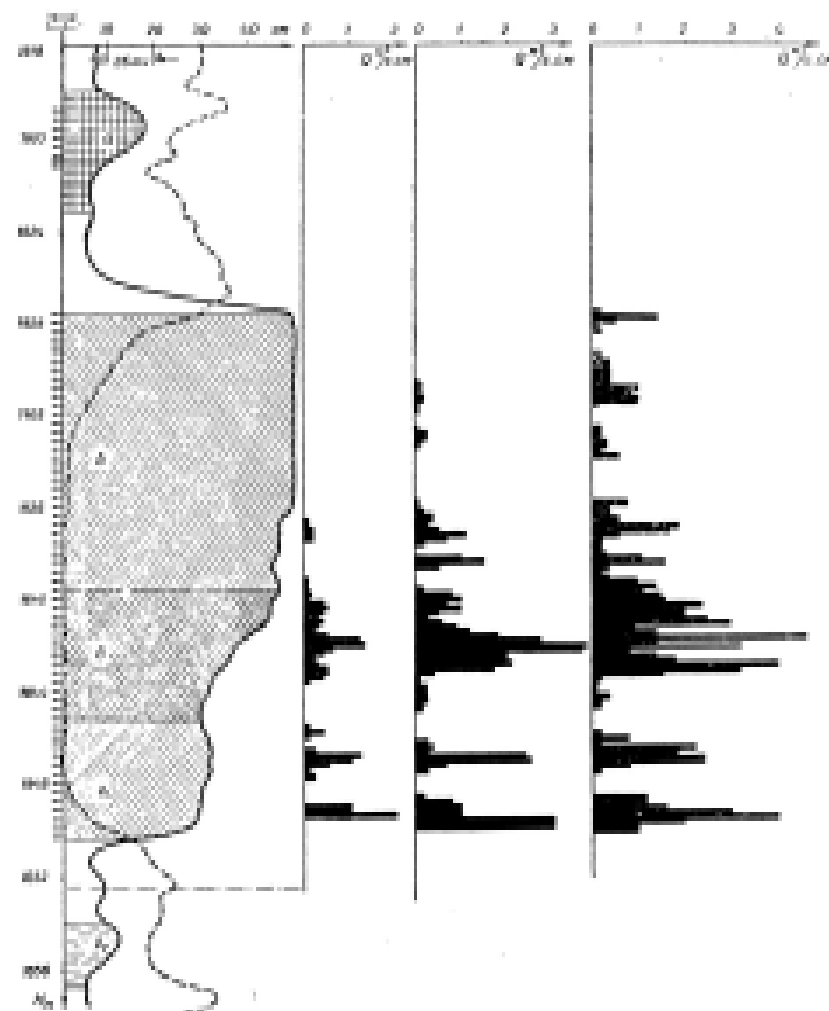


рис.1 Картажная диаграмма и кривые расхода воды по вертикали продуктивного горизонта скважины №503. При суммарных расходах: I-400 м³/с, II-100 м³/с и III-2000 м³/с.

лась из отношения объема поглощенной воды в данном интервале мощности пласта к величине интервала. Кривая II характеризует приемистость скважины при расходе 1000 м³/с, а кривая III – 2000 м³/с. Последняя цифра не является предельной, т.к. скважина № 503 может поглощать и большие количества воды, не выходя за пределы давлений, развиваемых насосами кустовых станций (100 атм.).

Приведенные на рис. 1 графики, хотя и не отражают приемистость скважины во всем диапазоне применяемых давлений нагнетания, все же указывают на некоторые изменения в распределении поглощаемой воды при различных расходах по мощности продуктивного горизонта. Наиболее интересной особенностью является зависимость эффективной мощности водопоглощающих участков пласта от величины давления, при котором производится нагнетание. Как следствие, из этого вытекает наличие порогового значения градиента давления, при котором, тот или иной участок пласта начинает принимать воду. В принципе это явление известно уже более ста лет. Анализ причин, вызывающих отмеченную закономерность, показывает, что фильтрация жидкостей через пористую среду определяется целым комплексом явлений, зависящих как от параметров коллектора, свойств заполняющих его жидкостей и характера их течения, так и от

Несколько уточняя эти положения и отвлекаясь пока от конкретных условий разработки, можно отметить, что пороговое значение градиента, при котором начинается движение жидкости, и фильтрационное сопротивление среды зависят от состава и строения пород, слагающих коллектор, их пористости и проницаемости, от химического состава жидкости, ее сжимаемости, вязкости, поверхностного натяжения на границе раздела фаз и связанного с этим межмолекулярного трения и толщины аномального слоя жидкости на поверхности пор.

При движении двух несмешивающихся жидкостей в пористой среде все это дополнительно осложняется капиллярными силами и образованием эмульсионных переходных слоев. Каждому из вышеперечисленных явлений посвящена своя, весьма многочисленная и зачастую противоречивая литература, основанная, как правило, на теоретических расчетах идеализированных схем, либо на экспериментальных данных лабораторных исследований, также далеких от реальных условий.

В качестве примера можно указать на книгу А.Э. Шейдеггера «Физика течения жидкостей через пористые среды», которая содержит более тысячи ссылок на оригинальные работы. Приложение большинства полученных таким образом результатов к условиям реальных нефтяных месторождений вызывает определенные трудности. Поэтому при дальнейшем рассмотрении будут использованы только те материалы, которые имеют значение для выяснения характера формирования и продвижения воды и нефти в условиях Ромашкинского

1. Проницаемость коллектора. Продуктивный горизонт Д₁ Ромашкинского месторождения сложен из перемежающихся слоев песчаников, песчаных але-

особенно быстро после прохода фронта воды по соседней, наиболее проницаемой части, так как они не имеют таких теплоизолирующих прослоек из глин, как пласт «а» в скважине № 503. Из этого следует, что обводнение пласта в виде слоеного пирога при внутриконтурном заводнении имеет особую специфику. В связи с охлаждением нефтеотдача залежи в водный период будет значительно ниже, чем при законтурном заводнении, несмотря на прочие равные условия.

Возвращаясь еще раз к пласту «а» скважины № 503, следует разобрать несколько подробнее отсутствие притока из него при самоизливе скважины. Левая кривая на рис. 2 представляет собой характеристику поступления воды на забой нагнетательной скважины. Левая кривая на рис. 2 представляет собой характеристику поступления воды на забой нагнетательной скважины на самоизливе.

На излив скважина была поставлена за сутки до производства измерений с тем, чтобы условия притока можно было считать квазистационарными. До этого в течение месяца скважина не работала. Напор, под действием которого происходил, излив, равнялся установившемуся значению буферного давления на головке скважины. Несмотря на довольно значительную депрессию, пласт «а» не реагировал на нее какой-либо отдачей, по крайней мере, в пределах чувствительности прибора. Как уже говорилось, это могло быть результатом некачественной перфорации пропластка. Возможно и то, что при существующих расстояниях в 1200 м и между нагнетательными и эксплуатационными рядами начальное значение порогового давления было больше, чем давление нагнетания, и пласт «а» практически не принял воды. Если часть воды до затухания фильтрации была все же закачана в пласт, то после прекращения движения ФНВ в нем призабойная зона пласта была очень сильно охлаждена водой, протекающей по колонне в нижнюю часть продуктивного горизонта. На рис. 3 приведена кривая распределения температуры по стволу скважины № 503 после месячной остановки. Как видно, несмотря на продолжительный прогрев от окружающих пород, температура забоя составляла 7,4°С.

При таком охлаждении пластовая нефть увеличивает вязкость и в значительной степени теряет подвижность; тем более это относится к водонефтяным эмульсиям.

Однако окончательное заключение о работе верхнего пропластка в скважине № 503 можно сделать только на основе специального исследования. Такие исследования особы необходимы ввиду перехода на раздельную закачку воды в пласты Ромашкинского месторождения и раздельную их эксплуатацию. Если пласт настолько охлажден, что скважина не будет осваиваться под нагнетание несмотря на повышенные давления, то необходимо как можно быстрее бурить

ти от его лучших коллекторов, необходимо вернуться снова к рис.1. Как видно из каротажной диаграммы, верхний пропласток «а» сложен песчаными алевролитами с меньшей пористостью и проницаемостью, чем нижележащая мощная и высокопродуктивная пачка песчаников. На экспериментальных кривых против этого пропластка незаметно поглощения воды даже при наиболее высоких давлениях (кривая III). Не отмечается на этом участке и притока жидкости при пуске скважины на излив (рис.2). К сожалению, нет никаких данных о работе пропластка за предыдущие годы. Возможно, что он никогда не проявлял активности – ни при эксплуатации скважины, ни после освоения ее под закачку. Это могло быть, например, за счет некачественной перфорации. Более вероятно, что при переходе скважины в разряд нагнетательных призабойная зона этого, менее других проницаемого пропластка, была забита водонефтяной эмульсией. Поэтому, чтобы протолкнуть эту эмульсию по поровым капиллярам пласта, существовавшего давления на забое скважины не хватало. Однако предположим наилучший, третий вариант, когда пропласток «а», наряду с другими, стал принимать воду, но в меньшем количестве и с меньшей скоростью продвижения. Это вполне естественно, так как его проницаемость, а, следовательно, и пропускная способность, значительно ниже, чем у других.

В течение последующих лет искусственно созданный ФНВ более быстро продвигался по нижней пачке пропластков, значительно опережая его движение по верхнему прослою «а». Поступающие в нижнюю часть продуктивного горизонта большие массы холодной воды (более 2 млн. м³ с $T=5-10^{\circ}\text{C}$) постепенно охладили вышележащий пропласток, как в его заводненной части, так и в чисто нефтяной. Четырех метровый слой глины не мог долго служить теплоизолятором. Вместе с падением температуры возрастала вязкость нефти в пласте «а», увеличивая тем самым и без того высокое фильтрационное сопротивление. В какой-то момент времени величина порогового градиента превысила критическое значение, и ФНВ в этом пласте остановился. Давление нагнетания своевременно не увеличили, и поэтому пласт «а» стал постепенно остывать.

В Казанском университете проведены соответствующие математические расчеты, показывающие, что закачанной воды достаточно, чтобы значительно снизить температуру этого пропластка. Здесь нет необходимости говорить о запарафинивании пласта, так как процесс снижения вязкости и роста аномального слоя полярных компонент нефти на твердой поверхности пор идет непрерывно.

При каждом градусе снижения температуры определенная часть нефти теряет подвижность, увеличивая толщину аномального слоя и снижая тем самым проницаемость пласта. Со снижением температуры растет и число пор, в которых нефть полностью потеряла подвижность при данном градиенте давления. Эти элементарные рассуждения о продвижении фронта воды и нефтеотдачи

ролитов и глин с частыми выклиниваниями и замещением хороших коллекторов плохими и наоборот. Исследование разреза скважин микрозондами указывает на то, что даже при макрооднородном пласте в его толще имеются участки с различной пористостью и проницаемостью. Особенно четко выражена слоистость коллектора D_1 и связанная с этим значительная разница между горизонтальной и вертикальной составляющей проницаемости. С учетом переходных участков между отдельными пропластками можно считать, что в геологическом разрезе призабойной зоны имеется целый набор значений проницаемости. Нижний предел его практически одинаков для всех скважин, верхний же может колебаться в значительных пределах в зависимости от качества коллекторов, вскрываемых

На пороговое значение градиента давления и фильтрационное сопротивление оказывает влияние не только проницаемость призабойной зоны, но и более отдаленные участки пласта, по которым происходит движение жидкости от данной скважины. Так, например, средняя проницаемость призабойной зоны скважины № 503 определяется в 1000 мДарси, в то время как средняя проницаемость четырехсотметрового участка в западном направлении от этой скважины составляет лишь около 600 мДарси. На восток, по направлению к скважине № 2097, пласты, видимо, либо вообще выклиниваются, либо замещаются алевролитами, и проницаемость их падает до очень низких значений, не поддающихся измерению имеющимися средствами, или же они забиты водонефтяной эмульсией.

К сожалению, пока нет еще расходомеров, которые дали бы возможность изучить не только изменение расхода по мощности пласта, но исследовать радиальное распределение нагнетаемой воды в том или ином интервале.

II. Химический состав нефти. Как известно, нефть представляет собой сложную смесь большого числа углеводородов различного строения. Наибольшее значение для выяснения законов фильтрации имеют полярные компоненты иной нефти: органические кислоты, фенолы, смолы и асфальтены, а также высокомолекулярные соединения, содержащие кислород, серу, азот и различные металлы, в основном переходной группы железа. Все эти соединения в той или степени обладают поверхностно-активными свойствами и определяют в связи с этим условия поведения нефти на границе раздела фаз, независимо от того, будет ли это кристаллическая или аморфная поверхность пор, или граница контакта нефти с водой или газом. Неполярная часть нефти состоит из углеводородов, принадлежащих к различным рядам: метановому, нафтеновому, ароматическому и др. Отчасти именно этот сложный состав и придает ту неповторимую специфичность фильтрации нефти в реальных условиях залежи, которая может быть использована для контроля процесса разработки месторождения. Кроме перечисленного, следует иметь в виду, что в продуктивных горизонтах очень часто встречается погребенная пластовая вода, заполняющая пространство пор наряду с нефтью. Концентрация и подвижность ее могут изменяться в значительных пределах. Наличие дополнительного количества межфазных поверхностей должной также отразиться на характере переме

щения жидкости по порам пласта.

По агрегатному состоянию в состав собственно нефти, как жидкости, входят растворенные в ней твердые и газообразные вещества.

III. Упругие свойства нефти, воды и породы. Благодаря тому, что в пластовой нефти растворено большое количество газов: азот, метан, этан, углекислый газ и другие, она обладает значительной сжимаемостью. Соответствующие коэффициенты для Ромашкинского месторождения лежат в пределах от $9 \cdot 10^{-5}$ л/атм. до $10,4 \cdot 10^{-5}$ л/атм. Такая значительная разница обусловлена частичным растворением азота и других легких компонентов краевыми и подошвенными водами, а также миграцией растворенного газа в приподнятую часть залежи. На порядок меньшую величину сжимаемости имеют породы кристаллического коллектора, которые так же, как и нефть, могут погасить на себе часть градиента давления. При двухфазной системе нефть-вода необходимо принимать во внимание и упругие свойства воды.

IV. Вязкость пластовых жидкостей. Сжимаемость среды учитывается только в теории упругого режима работы пласта. При водонапорном режиме основной характеристикой пластовой жидкости является ее вязкость. Из-за сложного состава нефти, обычной используемая величина вязкости является ее интегральной характеристикой. Большое влияние на «усложнение» вязкостных свойств нефти оказывает кристаллический скелет пласта. Благодаря влиянию твердой поверхности, нефть, насыщающая поровое пространство, по своим характеристикам резко отличается от той же нефти в свободном объеме. В наиболее тонких каналах и наименьших порах нефть приобретает большую вязкость и становится более упругой по сравнению с порами большого объема и более широкими каналами. В результате этого поровое пространство оказывается как бы заполненным жидкостью с различной структурной вязкостью. Следует отметить и сильную зависимость вязкости от температуры.

Таким образом, изменение свойств жидкости в пористой среде под воздействием твердой поверхности также приводит к дополнительной потере напора на преодоление сил межмолекулярного трения.

V. Капиллярное давление. Кроме чисто нефтяной части пласта, на фильтрационное сопротивление и величину порогового градиента давления оказывает также влияние его заводненный участок и переходная водонефтяная зона. При вытеснении нефти водой физическая картина процессов, происходящих в нефтяном пласте, в значительной мере усложняется. Кроме поверхности раздела «твердое тело – нефть», дополнительно появляются две новых межфазных границы: «вода – твердое тело» и «вода – нефть». Наличие тройной границы в поровых каналах приводит к возникновению хорошо известного эффекта капиллярного давления, на преодоление которого при движении жидкостей необходима затрата дополнительной энергии.

VI. Образование эмульсии. Продвижение двух несмешивающихся жидкостей в

пласте, кроме перечисленных выше причин, дополнительно усложняется явлением эмульгирования в переходной зоне ВНК и ФНВ.

Известно, что при смешивании ромашкинской нефти с пресной и пластовой водой происходит образование стойких эмульсий воды в нефти. Причиной их стойкости является образование прочных адсорбционных пленок на поверхности раздела воды и нефти. Наличие таких пленок на глобулах воды было установлено еще Гурвичем. В их составе найдены высокомолекулярные нормальные парафины с числом атомов углерода от 50 до 79 в смеси с такими поверхностно-активными веществами, как металлопарафиновые комплексы. Кроме того, в состав веществ, образующих пленки, входят смолы, асфальтены и частицы разных минералов. Предполагается даже, что смолистые вещества на границе раздела «нефть-вода» претерпевают необратимые изменения и теряют при этом способность вновь растворяться в нефти.

Наличие водонефтяной эмульсии совершенно по-другому ставит энергетические вопросы продвижения жидкостей в пласте. Диспергированные капли ведут себя почти как твердые частицы. При проталкивании их через сужения пор необходимы значительные усилия для деформации их поверхности. Чем больше величина поверхностного натяжения при том же размере частиц, тем большие усилия необходимы для изменения их конфигурации. Однако не только величина поверхностного натяжения определяет усилие, необходимое для проталкивания отдельной глобулы через поры. Некоторую роль в этом играет также механическая прочность адсорбционного слоя, образовавшегося на поверхности раздела вода – нефть. При определенных концентрациях эмульсия образует сотовую структуру с очень высокой механической прочностью, которая полностью может перекрыть те или иные поровые каналы и приостановить движение фронта воды в данном направлении. Существует большое количество теоретических работ, в которых рассматриваются силы, необходимые для деформации капли

VII. Наконец, перед ФНВ образуется слой нефти с повышенной вязкостью, тормозящий его движение. Образование этого слоя обусловлено частичной растворимостью нефтяных газов в нагнетаемой воде.

Подводя итоги вышеприведенным рассуждениям, можно сказать, что силы сопротивления при движении двух жидкостей в реальном пласте весьма многообразны и трудно количественно оценить влияние каждой из них процесс торможения.¹

Чтобы понять еще одну причину затухания фильтрации в слабо проницаемых участках нефтяного пласта, расположенных рядом или в непосредственной

¹ Рассмотрение проведено без учета связанной воды в порах коллектора. Наличие погребенной воды и ее структура могут в значительной степени изменить энергетические соотношения в пласте.

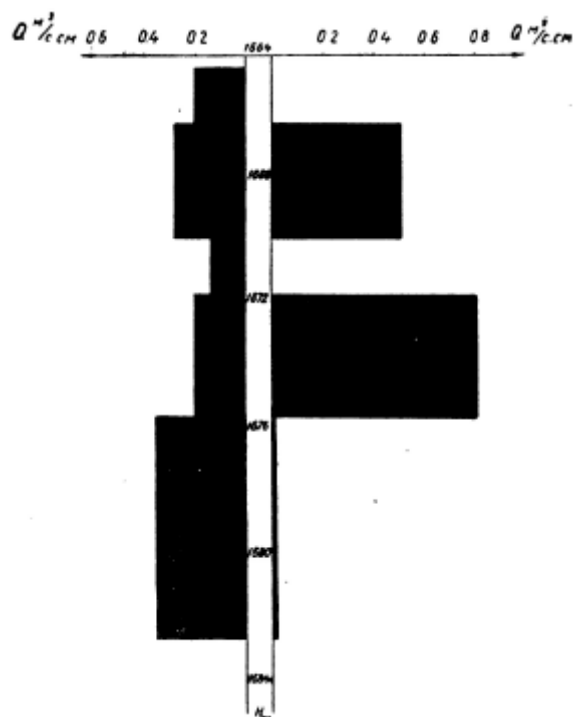


рис.12 Профили притока и расхода для скважины № 531.

Δλ ζζγζ χζζαυ̇ ζαεροεχζό ν̇αλῶδῶωσῶρ θνςενρθβν̇ξρζό οπθςζκῷ, ζπεωθνῷ δξλζνῷ ρζεδθν ζόρ μεζδσ ρζαζι θ θμεζό ην̇χθςελόνσῶ οπζνθφῶεμ̇ξρζό.

Ξςρςςρςβθε ρβεζει κῷβεπν̇ξγπῷμῷ ρκβῷζθνῷ ηῷςπσδν ες νε ζζλόκζ ζοπεδελενν̇ε τζπμῷ ξςκπῷςζγζ ηῷαζ , νζ θ νε δῷες βζημ̇ξζν̇ξρςθ βῷχθρλθζό θ οπθβεδεενν̇ζε πῷροπεδελενθε ρκζπ̇ξρςει οζςζκῷ οπζςθβ οπζδςκςθβν̇ξγζ γζπθηζνζῷ. Ββθδσ ὑςζγζ οπθ ὑνῷλθηε κπθβῷν πῷρυξδῷ θ οπθςζκῷ οπθυξδθςρ οζλόηξβῷζόρ νῷθαζλεε δξρςζβεπνῷμ σκπςονεννῷμ θνςεπβῷλζμ, ζ.ε. γπῷτθκῷμ β ζζμ βθδε, β κῷκζμ ζνθ οπθβεδεενῷ νῷ πθρ. 11 θ 12, αεη μελκθν δεζῷλει.

Οεπβζε, χςζ απ̇ρῷεςρ β γλῷηῷ οπθ ὑνῷλθηε δῷννῷ νῷ πθρ.11, ὑςζ πκζ βῷπῷζενν̇ζε οπζςθβ̇ξπεχθε μεζδσ τῷκςθχερκζι οπθεμθρςζρζόω ολῷρςζβ θ θυ κῷπ̇ξςῷζνῷμ δῷννῷμ. Δειρςβθςελόνζ, βεπνν χῷρςό ολῷρςῷ, ρλζζεννῷ θη οζπ̇ξδ ρ υςδψει οπζνθφῶεμ̇ξρζόω, οπθνθμῷες νερπῷβενν̇νζ αξλόψεε κ̇λθχερςβζ βξδῷ, χεμ υζπ̇ξψζ βῷπῷζενν̇ε οερχῷνθκθ νθζν̇ει χῷρςθ. Ξδνῷκζ οπζςθβ̇ξπεχθε ὑςζ χθρςζ κῷζςωεερ . Ξνζ βζηνθκῷες λθψό ζζγδῷ, κ̇ξγδῷ κῷπ̇ξςῷζν̇ε δῷνν̇ε θ οπζτθλό οπθεμθρςζρςθ πῷρ-

§ 6. Замечания по гидроразрыву в слоистых пластах и повышение производительности скважины

На этом же участке, в том же ряду, по другую сторону от скважины № 503 расположена еще одна нагнетательная скважина № 2097. В отличие от уже рассмотренных, эта скважина имеет наклонный ствол с выносом забоя под пойму реки Степной Зай на расстоянии около 325 м от устья. Кроме того, скважиной № 2097 заканчивается разрезающий ряд между Южно-Ромашкинской и Лениногорской площадями. Дальше на восток идет не разбуренная пока часть месторождения

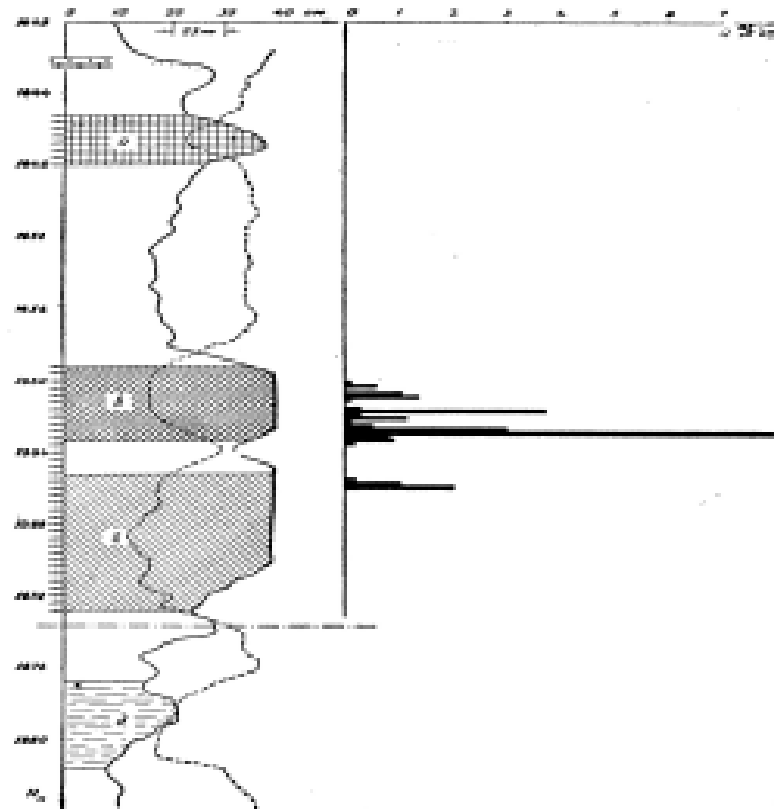


рис.5 Каротажная диаграмма и профиль расхода для скважины № 2097.

На рис.5 приведена структура горизонта D_1 в этой скважине, нанесены интервалы вскрытия и кривая удельного расхода воды по вертикальному разрезу пластов. Из четырех пропластков «а», «в», «г» и «д», представленных в разрезе,

перфорацией три верхних, а принимают воду только два «в» и «г». Как видно из рисунка, пропласток «г» принимает воду в весьма ограниченном интервале у самой кровли и в очень небольшом объеме: 12-13 % от общего количества, или около 64 м³/с.

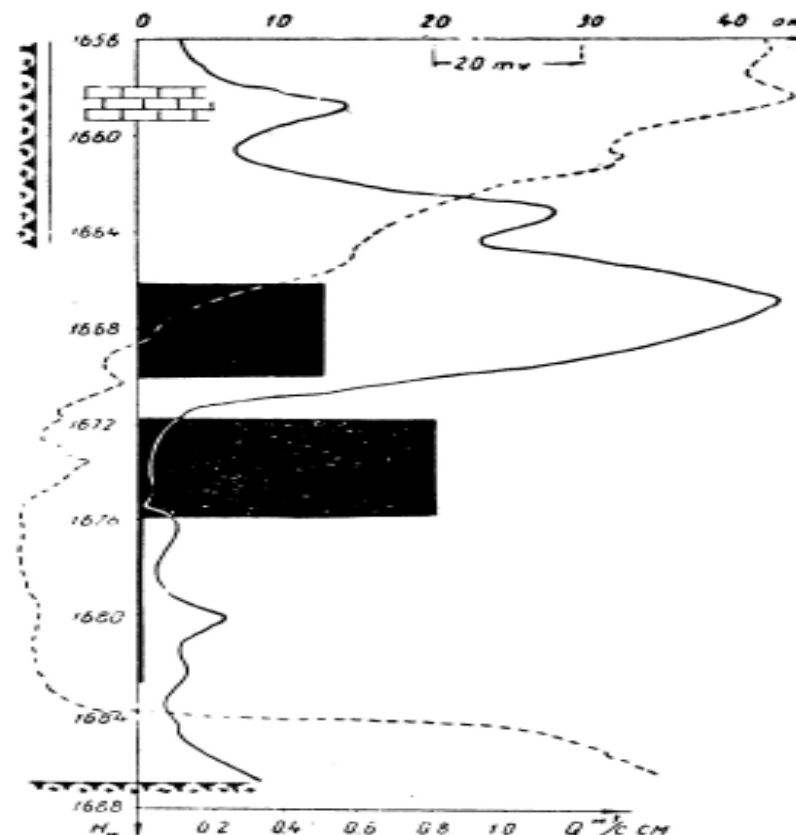
Кривая расхода измерена вскоре после того, как на скважине № 2097 был произведен гидроразрыв пласта. В связи с этим вполне возможно, что резко выраженная приемистость отдельных отверстий перфорации, а, следовательно, небольших по мощности участков пласта обусловлена действием гидроразрыва. К сожалению, пока слишком мало экспериментального материала, чтобы можно было делать определенные выводы о влиянии гидроразрыва на процесс выработки пластов по мощности. Чтобы не возвращаться больше к этому вопросу, следует отметить, что сомнения в целесообразности использования гидроразрыва для увеличения проницаемости призабойной зоны возникают из-за сильной слоистости пластов горизонта Д₁ Ромашинского месторождения. Как будет ясно из дальнейшего материала, разница в горизонтальной и вертикальной составляющих проницаемости чрезвычайно велика. В первом приближении вертикальной фильтрацией жидкости можно вообще пренебречь. В этом случае разрыв одного узкого слоя внутри пропластка резко увеличит объем закачки в него и скорость продвижения ФНВ по данному интервалу. Если вертикальная компонента фильтрации отсутствует, то этот слой размываться не будет и глубоко врежется в пласты, разрезая их по горизонтали. Для нормальной полной выработки пластов это явление крайне нежелательно.

При слоистом строении продуктивного горизонта (типа Д₁) необходима разработка таких методов повышения проницаемости призабойной зоны, которые воздействовали бы одновременно на всю мощность пластов и действие их было бы сильнее там, где проницаемость ниже.

Повышенному фильтрационному сопротивлению коллектора при нагнетании воды способствуют несколько факторов:

- 1) остатки глинистого бурового раствора в порах пласта;
- 2) наличие аномального слоя нефти на поровой поверхности;
- 3) возникновение эмульсии на границе нагнетаемой воды с нефтью и т.п.

Один из перспективных путей повышения проницаемости – это использование поверхностно-активных веществ при освоении скважин под закачку. Если скважина перед переводом под закачку воды работала как эксплуатационная, то необходимо принимать меры по смыыву аномального слоя нефти, который будет тем большим, чем дольше скважина работала как эксплуатационная. Для этой цели пригодны любые дешевые растворители тяжелых фракций нефти. С повышением температуры возрастает и их отмывающая способность. Скважины будут лучше осваиваться под нагнетание горячей водой, чем водой обычной температуры. Однако перечисленные выше способы лишь восстанавливают начальную проницаемость призабойной зоны, не улучшая ее как таковую, т.е. не могут заменить гидроразрыва.



πθρ.11 Κῶπξζῶζνῶ δθῶπῶμῶ θ οπζτθλῶ πῶρῶδῶ οζ σκῶσονεννζμσ θνζεπῶλσ δλ νῶγνεζῶσελόνζι ρκῶβῶζθνῶ Η 531 Αῶβλθνρκζγζ μερζζπζζδεθθ .

Οπζαῦ γπσνζῶ, οζδῶν ζῶ ρ ὕζεῖ γλσαθνῶ, οζκῶηῶλῶ, χςζ δβῶ οζρλεδνθ μερπῶ ρςβῶλῶ ρκῶβῶζθνῶ ηῶρῶοῦνῶ κῶπρῶμῶ ζκθρλῶμῶ ζελεηῶ, ρμεῖψῶννῶμῶ ρ γλθνθρζῶμῶ χῶρςθφῶμῶ. Οπθ οσρκε ρκῶβῶζθνῶ νῶ δλθσελόνῶ ρῶμῶθηλθβ ὕζῶ οπζακῶ νε βῶμῶβῶεσρ .

Νῶ κθρβῶι ρῶμῶθηλθβῶ (νῶ πθρσνκε νε οζκῶηῶνζ) β μερζῶν νῶθαζλῶψεγζ πῶηπσψεθ ηῶαζ , νῶαλῶδῶῶρσ πεηκθε βῶαπζῶρ β ρκῶπζρςθ σεχεθθ οςςζκῶ, σκῶηῶβῶῶθε νῶ ζχενῶ θνζεπρθβνῶ οπθςζκ ζθδκρςθ β σηκζμ θνζεπῶλε ολῶρςῶ. ὕκ κῶκ ζαρῶδνῶ κῶλζνῶ, ὕ, ρλεδῶβῶσελόνζ, θ οεπῶπῶφθζνῶνε ζςβεπρςθ ζςρςρςρςῶς, ζς οζδῶνῶνε βῶαπζῶρ μῶγςς αῦςῶ ζαῖ ρνεῦν ζῶλῶκζ νῶλθχθεμ μῶκπζρκζοθχερκθ σπεωθν β οζπῶδῶ ολῶρςῶ.¹

¹ πεωθνῶβῶζρςῶ ὕλεβπζλθςζβ Αῶβλθνρκζγζ ολῶρςῶ σρςῶνῶβλενῶ δῶβνζ, οπθ ὕνῶλθμε κεπνῶρζγζ μῶσεπῶλῶ.

Αξλόψι θνζεπερ οπεδρςύβλ ες οπξβεπκῷ οπθμενθμζρςθ πῆηπῶαξςῶννζι μερςξδθκθ κ μερςξπξζδενη μ ρ ηῦκζνςσπνῦμ ηῦβξδνενθεμ, γδε, οξ ρξβπεμεννῦμ οπεδρςῶβλενθ μ, οπεξαλῶδῶες μευῶνθημ οξδῖεμῷ ΒΝΚ, ὅ νε οξπψνεβξε δβθζενθε βῦςερν ὡοει ζθδκςρςθ. Ρ ὕζι φελῶ αῶλξ οπξβεδενξ νερκξλόκξ θημεπενθι νῷ Αῦβλθνρκξμ νετς νξμ μερςξπξζδενηθ β ὕςῷπθθ. ἐςξ μερςξπξζδενηθε, κπξμε θνξγξ ςθοῦ ηῦβξδνενθ, θμεες, οξ ρπῦβνενθ ρ Πξμῡπκθνρκθμ, θ αξλαε ξδνξπξζδνῖ οξ ρβξεμς ρςπξενθῶ θ οπξνθφῶεμξρςθ οπξδςκςθβνῖ γξπθηξς.

Χςξῶ θηαεζῶς οωε ξδνξι οξγπεπνξςρςθ, ρβ ηῦννξι ρ δθρκπεξνξςρςῶ πῆρξδῷ θ οπθςξκῷ ζθδκςρςθ χεπεη ξςδελόνῃε ξςβεπρςθ οεπτξπῶφθι, θρρλεδξβῦνθῶ οξδβεπγλῶρ, β ξρνξβνξμ, νῡγνεξςῶελόνῃ ρκβῶζθνῷ Η531, θμεῶῶ ξςκπῶςῶ κςνρςπςκφθῶ ηῶαξ. Νθζνθι, ρβξαξδνῖ κςνεφ ξαρῶδνξι κξλξνῖ σ ὕςι ρκβῶζθνῷ ηῶφμενςθπξβῦν νῷ γλςαθνε 1664,5 μ, ς.ε. νερκξλόκξ νθξε κπξβλθ γξπθηξςνξ Δ₁ (1658,8μ). Οπξδςκςθβνῖ ολῡρς βρκπῶς χεπεη 8'' ξαρῶδνςῶ κξλξνς δξλξςξμ 7³/4'' δξ γλθνθρςξι οεπεμῡχκθ, ξςδελ ὡοει γξπθηξςνξ Δ₁ ξς νθξελεζῶφθ ολῡρςξβ (1684,4 μ).

Κῶπξςῶζνῷ δθῡγπῶμῡ θ σκπςονεννῖ οπξτθλό πῆρξδῷ βξδῷ δλ ὕςι ρκβῶζθνῷ οπθβεδενῷ νῷ πθρ.11. Βελθθνῷ ὡμολθςδῷ βμερςε ρ σδλθνενηεμ ρξρςῶβλ ὡς 191,8 μ. Ξ ρςπςκςπε οπξδςκςθβνῖ ξςλξζενθι δεβξνῷ μξζνξ ρςδθςῶ οξ οπθβεδεννξμς πθρςνκς θ ηῡκλῶχενθῶ οξ ΑΚΗ Αςγςλόμθνρκξι οπξμῡρλξβξ-γεξτθθχερκξι κςνςξπῷ ξς 14 μῡπςῷ 1954 γξδῷ.

Β θνςεπῶλε 1661,2-1671,6 μ ηῡλεγῶες βῡρξκξξμνῖ νετςενῡρῶεννῖ οερχῡνθκ. (Σδελόνξε ρξοπξςθβλενηε ολῡρςῷ ξοπεδελθςῶ νεβξημξζνξ θη-ηῡ ξςρςςρςβθ οξλνξγξ κςμολεκςῷ ηξνδξβ). Βεπνν χῡρςῶ ολῡρςῷ (1661,2-1664,2) ξαλῶδῶες, οξ δῡννῡμ ΟΡ, συςδψεννῡμθ κξλλεκςξπρκθμθ ρβξιρςβῡμθ; β θνςεπῶλε 1664,2-1666,2 ηῡγλθνθθπξβῡννῖ οπξρλξι. Β θνςεπῶλε 1671,6-1684,4 βξδξνξρνῖ οερχῡνθκ ρ σδελόνῡμ ρξοπξςθβλενηεμ 0,5 – 1,5 Ξμ.

Δλ αξλαε οξλνξι υῡπῡκςεπθρςθκθ ρλεδςες δξαῡβθςῶ, χςξ ρκβῶζθνῷ Η 531 πῆρξλξζενῷ μερςδ βνςςεπεννῡμ θ βνεψνθμ νῡχῡλόνῡμ κςνςσπξμ νετςενξρνξρςθ νῷ Ρεβεπξ-Βξρςξχνῖ ξκπῡνε μερςξπξζδενη.

Οεπῡε ζε ὡκροεπθμενςῶλόνῃ ηῡμεπῷ οξκῡηῡλθ, χςξ ηῡ ρεμῶ ρ λθψνθμ λες ὡκρολςῡςῡφθθ οπῡθλόνῷ φθλθνδπθχερκῷ τξπῡ ηῡαξ ὕςι ρκβῶζθνῷ νερκξλόκξ νῡπςψθλῡρῶ. Ξςρςςρςβθε κῡβεπνξγπῡμῡ νε οξηβξλ ες δῡςῶ ςξχνςῶ οξβεπνξρςῶ, ξδνῡκξ, οξ υῡπῡκςεπςθ θημενενθ ρκξπξρςθ οξςξκῷ οπθ νῡγνεξςῡνθθ βξδῷ θ ρῡμξθηλθβε μξζνξ ξςμεςθςῶ νεκξςξπῡε ξςκλξνενη ξς οεπβξνῡχῡλόνξι τξπῡ. Ρφεμενςθπξβῡννῃε οερχῡνθκθ, β ξρνξβνξμ, ρςπῡνθλθ νεθημεννῖ δθῡμεξς ρκβῶζθνῷ, θμε λθψῶ μελκθε νῡπςψενθ. Νῡθαξλόφθι πῡημῡθ ρ ρξξςβερςρςβεννξ σβελθχενθε δθῡμεξςπῷ νῡαλῶδῶεςρ σ νθςνεγξ κςνφῷ ξαρῶδνξι κξλξνῖ, νεοξρπεδρςβεννξ ξς ξαπεηῷ ςπςα δξ ξςμεξκθ 1666,2. ἐςξς θνςεπῶλ ςξχνξ ρξβῡδῶες ρ ηῡγλθνθθπξβῡννῡμ ςχῡρςκξμ, ξςμεχεννῡμ β ηῡκλῶχενθε γεξτθθκξβ. Βςξπξι πῡημῡςῖ οπξρλξι λεξθς νῷ ξςμεξκε 1670,0 – 1671,6 μ; ςπεςθι, νῡθαξλαε ρλῡαῖ, νῷ γλςαθνε 1674,6 – 1675,2 μ. Θρκςρρςβεννῖ ηῡαξι ξςαθβῡςρ οξ ξςμεξκε 1682,4μ.

Наиболее перспективным путем повышения общей проницаемости всей мощности пласта является наложение на поток воды, нагнетаемой в пласт, низко-частотных колебаний небольшой амплитуды. Виброподача воды в значительной степени снижает фильтрационное сопротивление пористой среды. Предварительные опыты показывают, что приемистость нагнетательных скважин может быть увеличена таким путем примерно вдвое без повышения давления на головке скважины. Преимуществом этого метода является крайняя дешевизна необходимого оборудования и применимость на любой стадии нагнетания. Другим возможным методом, более сложным и дорогостоящим, является терморазрыв пласта. Физика его очень проста, но исполнение, в силу специфичности условий, довольно сложно. Суть этого метода заключается в разогреве пород раскаленным воздухом или другим газом с последующим резким охлаждением водой или другой жидкостью. Вызванное этим растрескивание коллектора создаст дополнительные каналы проводимости для нагнетаемой воды.

§ 7. Определение вертикальных профилей пластового давления и продуктивности в нагнетательной скважине

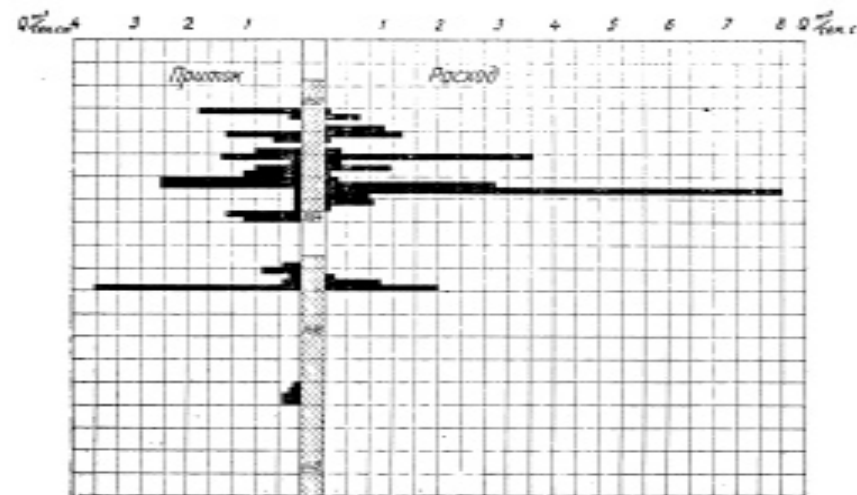


рис.6 Профили расхода и притока в установившихся режимах работы для скважины № 2097.

В предыдущем параграфе была отмечена значительная разница в приемистости пластов «в» и «г» у скважины № 2097. Подобная картина объясняется не только недостаточной перфорацией пласта «г» или плохим освоением его под закачку, но и разницей в пластовых давлениях в каждом из них. Это особенно четко заметно при переводе скважины из режима нагнетания на самоизлив.

установления режима приведена на рис.6 слева, наряду с уже известной кривой расхода. Из сопоставления кривых нетрудно установить, что при самоизливе отдача пропластка «в» уменьшается по сравнению с приемом, в то время как для пласта «г» картина обратная: он отдает больше, чем принимает. Благодаря тому, что эффективная мощность пропластков мало изменилась при переходе от режима нагнетания на излив, можно грубо оценить разницу в усредненных давлениях между пропластками «в» и «г». Для этого воспользуемся хорошо известной формулой, связывающей дебит скважин с депрессией через коэффициент продуктивности при линейном законе фильтрации. Для нагнетания воды в пласт можно записать:

$$Q_H = K(P_H - P_{пл}) \quad (1.2)$$

Эта же формула для режима самоизлива будет иметь вид:

$$Q_p = K(P_n + P_{заб}) \quad (1.3)$$

Предполагая, что коэффициент продуктивности K остается примерно одинаковым при движении жидкости в прямом и обратном направлениях¹ из двух

$$P_n = \frac{P_H Q_p + P_{заб} Q_H}{Q_H + Q_p} \quad (1.4)$$

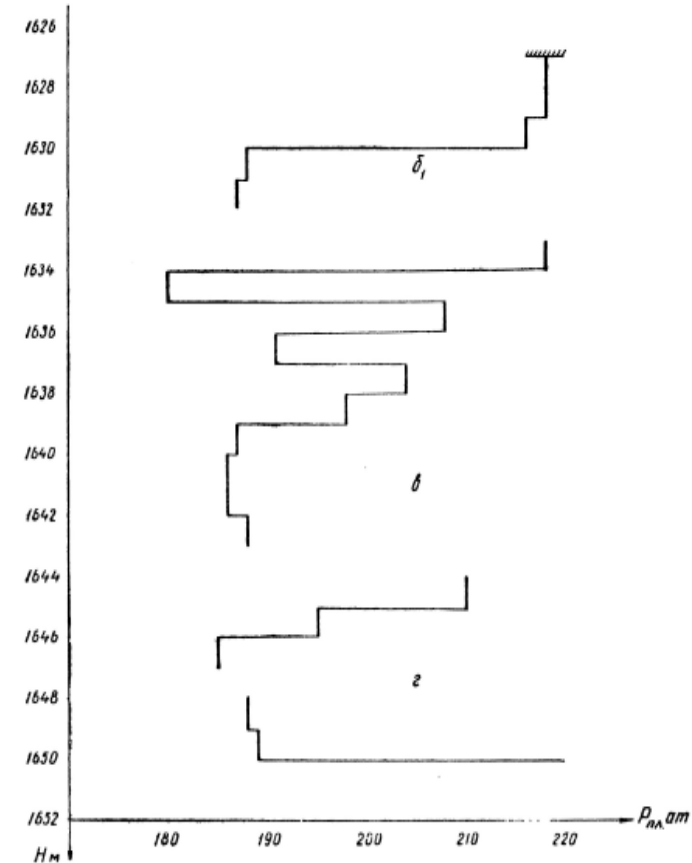
Раздельные количественные характеристики для пропластков «в» и «г» позволяют найти средние значения пластового давления в каждом из них. Необходимые экспериментальные данные и результаты приведены в таблице №1.

¹Это положение нуждается в уточнении, так как K есть функция нескольких переменных, из которых наиболее неопределенной величиной является радиус при-

$$K = \frac{2\pi \cdot k}{m \cdot h \cdot \frac{r_k}{r_c}}$$

веденного контура питания r_k . Остальные величины: входящие в общую формулу такие, как проницаемость k , вязкость жидкости m , приведенный радиус r_c скважины можно предположить неизменными, а h известным из опыта.

Полученные данные используются затем для построения дифференциальных карт изобар в плане месторождения. Такая многослойная карта значительно облегчит контроль за выработкой пластов в условиях, когда имеется не одна нагнетательная скважина, окруженная системой эксплуатационных, а сплошной нагнетательный ряд. Чем больше имеется нагнетательных скважин, в которых произведены измерения профиля пластового давления во времени, и чем чаще они расположены в ряду, тем точнее будет карта изобар.



πθρ.10 Πῦροπεδελενθε ολῦρςζβζγζ δῶβλενθ οζ βεπςθκῶλθ οπζδσκςθβνζγζ γζπθηζνςῶ β πῦιζνε ρκβῶζθνῦ H 503 Πζμῶψκθνρκζγζ μερςζπζζδενοθ .

влияния при изменении режима работы скважины, то путем последовательных замеров во времени профилей приемистости и притока можно, по-видимому, построить график распределения давления по слоям на участке между нагнетательной и эксплуатационной скважинами.

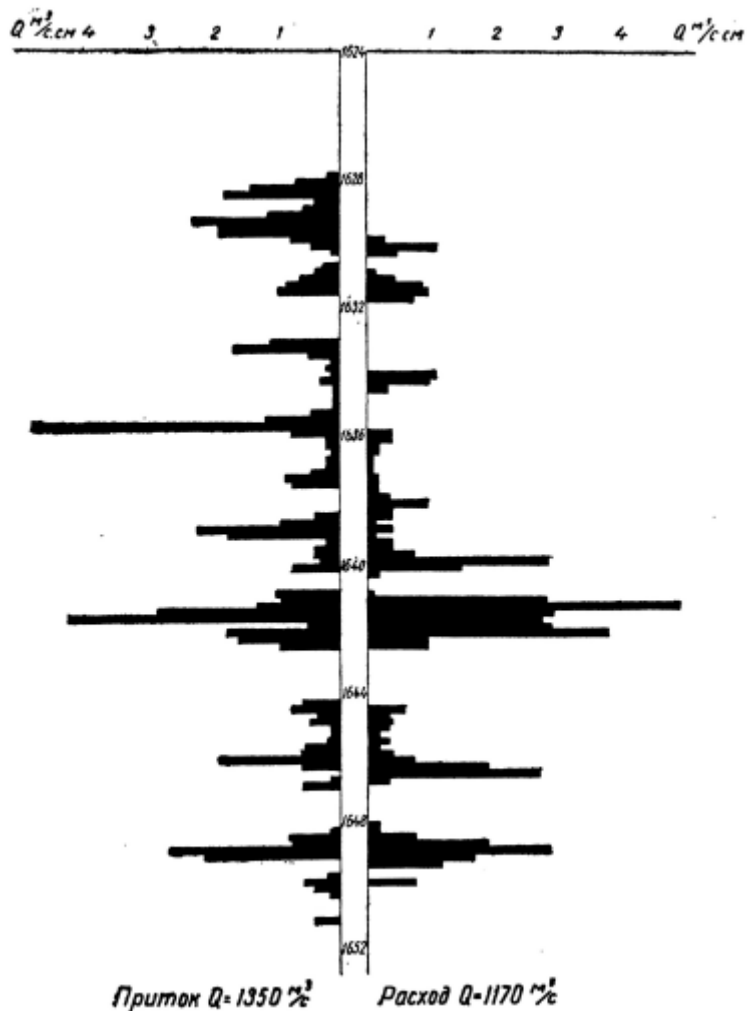


рис.9 Профили притока и расхода для нагнетательной скважины № 503 Ромашкинского месторождения. Время измерения август 1961 г.

При определении $Q_{пр}$ по чертежу рис.б не принимался в расчет приток, появившийся в подошвенной части пласта «г» с тем, чтобы не нарушить коэффициента продуктивности для кровли этого пласта. Не учтены также потери напора в трубах за счет трения.

Из предпоследней колонки таблицы №1 видно, что разница в давлениях между соседними пропластками одного и того же горизонта D_1 достигает 20 атм. Появление притока из подошвенной части пропластка «г» говорит о том, что давление в этом районе достигает, по-видимому, еще более высоких значений, чем в кровельной части. Аналогичное положение и у граничных участков пласта «в». Это своего рода переходные зоны, обладающие пониженной проницаемостью по сравнению с основной мощностью пласта. Для них пороговое значение градиента давления достигает наибольших величин.

Анализируя средние значения пластовых давлений в отдельных интервалах, следует иметь в виду, что пропластки в свою очередь имеют сложную структуру с весьма большим значением набора проницаемостей. В пределах пропластка давление меняется по высоте от точки к точке так же сильно. Это хорошо видно по кривым притока и расхода. Там, где имеет место максимальный расход воды при нагнетании, как правило, наблюдается минимальная величина притока при изливе, и наоборот. Особенно хорошо это заметно при наблюдении за динамикой изменения притока после перевода скважины из режима нагнетания на самоизлив. Вначале падает интенсивность притока, а расход, наоборот, увеличивается. Затем, где проницаемость была невелика. Особенно активными, как уже отмечалось, становятся пограничные участки пропластков. Постепенно картина притока все изменяется и через 6-8 часов после начала излива становится совсем не похожей на кривую расхода. Появляются новые места притока, причем интенсивность излива из них и их эффективная мощность растут со временем. Вода, по-видимому, промывает ранее забитые отверстия и восстанавливает начальные параметры призабойной зоны. Еще более благоприятное воздействие на снижение фильтрационного сопротивления забоя нагнетательной скважины оказывает периодическая работа: попеременно нагнетание воды в скважину и пуск ее на излив. В подобном режиме длительное время работала скважина № 503, когда она использовалась, как источник волн давления в пласте (см. главу III настоящей работы), и без того высокая поглощающая способность ее при этом еще больше возрастала. На скважине № 503, имеющей, по промысловым данным, единый пласт мощностью в 24 метра, решено было применить метод определения пластовых давлений дифференцировано к отдельным интервалам

Для этой цели была снята кривая притока воды при самоизливе скважины в установившемся режиме. До замеров скважина простаивала в течение месяца так же, как и обе соседние с ней нагнетательные скважины № 2096 и № 2097. Это способствовало выравниванию давления в горизонте D_1 и созданию в нем

невозмущенной обстановки. За сутки до измерения скважина была поставлена на излив с тем, чтобы и приток носил установившийся характер. Благодаря высокой проницаемости пластов, этот срок был вполне достаточен, так как наблюдения за динамикой процесса показали, что распространение волны возмущения, вызванное начавшимся изливом, идет на этом участке со средней скоростью 200 м/час. Через 12 часов после начала опыта дебит излива почти перестал падать. Измерение притока производилось через 24 часа после начала излива (рис.2).

Кривая расхода была снята через месяц после того, как в скважину № 503 снова началось нагнетание воды. Таким образом, и этот режим можно считать установившимся. В таблице № 1 собраны все данные для расчетов по формулам (1.4), (1.5).

Расчетный интервал был выбран равным одному метру, исходя из тех соображений, что с большей точностью практически невозможно совместить данные двух замеров. Кроме того, на первом этапе исследований, когда познаются общие закономерности, нет необходимости в излишней детализации.

Величина потерь на трение при нагнетании определена в 2 атм., а при изливе несколько больше, чем 1 атм. Такие низкие значения обусловлены тем, что из скважины № 503 были подняты насосно-компрессорные трубы и нагнетание и излив производились по шестидюймовой обсадной колонне. На рис.7 результаты подсчетов для наглядности нанесены в виде графика. Даже беглого взгляда на распределение давления в пласте достаточно, чтобы убедиться, что горизонт D_1 в этой части представлен тремя пропластками «б», «в», «г», отделенными друг от друга более слабопроницаемыми прослоями с повышенным давлением. Если расчет вести не метровым интервалом, а в соответствии с интервалами притока и расхода (рис.8), то прослои выступают более четко. Это весьма интересный факт, так как по данным коротажной диаграммы пласт представлен единым монолитом с высокой степенью однородности и разделение его на пропластки произведено чисто условно.

Таблица 1

Пласт	Интервал, м	Q м ³ /с	$P_{пл}$ ат	$Q_{пл}$ м ³ /с	$P_{пл}$ ат	$P_{пл}$ ат	K м ² /с
«б»	1634—1635	434	270,2	314	144,2	~210	7,23
«в»	1635,4—1636,4	44	270,4	102	144,4	~230	1,37

Кстати, как видно из рисунков 1, 7 и 7а, границы пропластка «в» на коротажной диаграмме нанесены не совсем точно. Они лежат в районе 1634-1635 м, а не 1639-1640, как это предполагалось. Из приведенного факта следует два серьезных вывода.

Подобные ошибки могут дать неправильную информацию о давлении на линии нагнетания.

Интегральные кривые восстановления давления, которые за последнее время стали сниматься на скважинах, по изложенным выше причинам не будут давать объективной информации о состоянии призабойной зоны пласта.

На рис.8 приведены данные о пластовых давлениях для скважины № 2096, полученные на основании рис.4.

§ 8. Влияние динамики разработки месторождения на вертикальный профиль приемистости нагнетательных скважин

Экспериментальные данные, приведенные в предыдущих параграфах, со всей убедительностью показывают, что приемистость нагнетательной скважины зависит не только от профиля продуктивности пласта, но и от вертикального распределения в нем пластового давления. В свою очередь, вертикальный профиль пластового давления определяется фильтрационной характеристикой пород продуктивного горизонта, величиной давления нагнетания, профилем отбора нефти из бассейна данной нагнетательной скважины и другими более мелкими факторами. В качестве примера на рис.9 и 10 приведены профили приемистости самоизлива и пластового давления для скважины № 503, снятые в августе 1961 года. Отличительной чертой режима, в котором работала скважина № 503, снятые в августе 1961 года. Отличительной чертой режима, в котором работала скважина № 503 в 1961 году, является еще более ограниченная закачка воды в нее. График расхода на рис.9 соответствует суммарной приемистости $Q_{\Sigma}=1170 \text{ м}^3/\text{с}$. Кроме того, для подсчета пластового давления использовался график притока жидкости на забой скважины, измеренный всего лишь через 4 часа после того, как скважина была переведена на самоизлив. Оба эти фактора привели к тому, что радиус влияния скважины сильно сократился, и определенный по этим данным профиль пластового давления оказался слабо дифференцированным (рис.10). Во всех трех работающих пропластках «б», «в», «г» давление соответствует средней величине $P_{пл} \sim 188 \pm 2 \text{ атм}$. Исключения, как всегда, составляют граничные участки и кровли пластов «б» и «в», где наблюдаются более значительные отклонения от этого среднего значения.

Из сопоставления замеров 1960 и 1961 г. становится очевидной зависимость параметров данной скважины от системной разработки. Чем дальше контур давления уходит от забоя нагнетательной скважины и приближается к зоне отбора нефти, тем сильнее профиль пластового давления зависит от динамики разработки данного участка залежи.

Теория упругого режима залежи, как учение о переходных процессах в пласте,

расход воды в определенный отрезок времени. Та же самая операция повторяется при изливе. Давления без учета потерь напора на трение определяются по буферному манометру. Насколько отличается величина пластового давления, полученного таким методом, от замеряемой обычно при длительной остановке скважины, видно из последней строчки таблицы № 2. Реальное средне-интегральное значение $P_{пл.}$ для скважины № 503 равно 184 атм., в то время как после длительной остановки образцовый манометр на буфере скважины показывал 32 атмосфер, что соответствовало $P_{пл.} = 196$ атмосферам. Как видно, разница составляет значительную величину – 12 атмосфер. Эта разница определяется также неодинаковыми давлениями в пропластках. При остановке скважины давление на забое оказывается равным наибольшему его значению в пропластках, если производительность пропластка с наивысшим давлением достаточна для обеспечения перетоков в пласты с более низким давлением. При небольшой продуктивности слоя устанавливается какое-то динамическое равновесие, смещенное все же в сторону более высоких давлений.

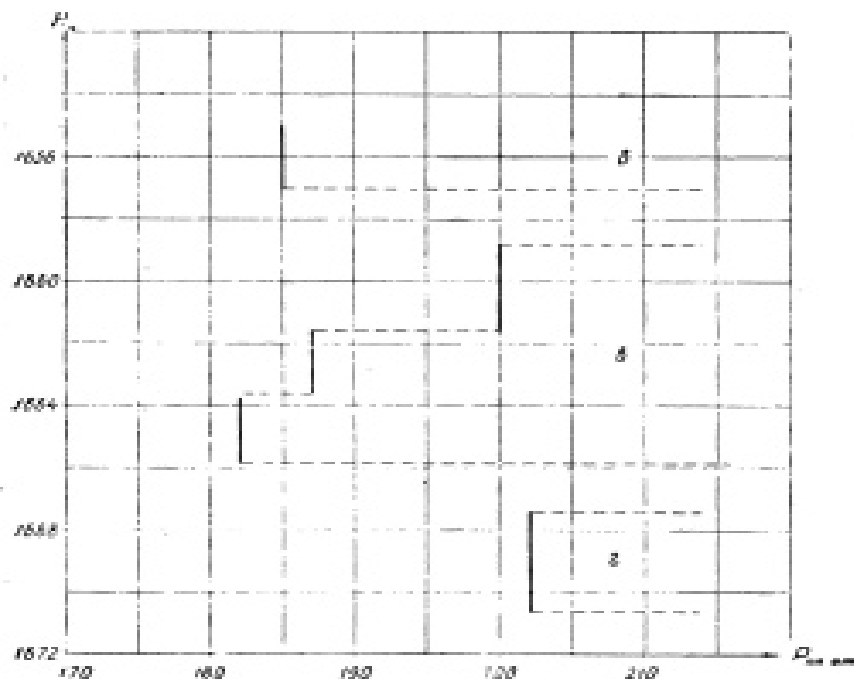


Рис.8 Распределение давления по пропласткам для скважины № 2096.

В конкретном случае для скважины № 503 статическое давление на буфере скважины определяется пропластком «б», давление в котором составляет около 196-198 атмосфер, и слабопроницаемыми зонами между другими пропластками.

Таблица 2

$$P_{у}^{бб} = 64 \text{ ат}$$

№ п/п	Интервал	h_u	Q_u м³/с	P_u ат	$Q_{пл}$ м³/с	$P_{пл.}$ ат	$P_{пл.}$ ат	K мД/с ат
1	1627–1628	1	42	225	84	164	203	1,95
2	1628–1629	—	6	225	12	164	204	0,3
3	1629–1630	—	24	225	56	164	207	1,35
4	1630–1631	—	60	225	48	164	191	1,75
5	1631–1632	—	40	225	16	164	182	0,35
6	1632–1633	—	8	225	16	164	204	0,4
7	1633–1634	—	28	225	24	164	193	0,85
8	1634–1635	—	—	—	—	—	—	—
9	1635–1636	—	24	226	108	165	214	2,1
10	1636–1637	—	104	226	84	165	191	3
11	1637–1638	—	30	126	20	165	189	0,8
12	1638–1639	—	36	226	32	165	181	1,9
13	1639–1640	—	132	226	80	165	187	3,4
14	1640–1641	—	238	226	38	165	173	4,5
15	1641–1642	—	330	226	30	165	170	5,9
16	1642–1643	—	230	226	6	165	167	3,9
17	1643–1644	—	34	226	2	165	169	0,6
18	1644–1645	—	16	226	12	165	191	0,45
19	1645–1646	—	20	227	18	166	195	0,65
20	1646–1647	—	180	227	70	166	183	4,1
21	1647–1648	—	20	227	12	166	189	0,55
22	1648–1649	—	80	227	8	166	178	1,65
23	1649–1650	—	220	227	100	166	179	4,6
24	1650–1651	—	—	227	12	166	220	—
	1627–1651	24	1952	226	888	165	184	4,9

1) Несмотря на кажущееся соединение двух или трех пропластков, они все же не оказываются разделенными между собой более слабопроницаемым слоем, чем остальная часть, и между ними лежит как бы потенциальный барьер с более высоким значением пластового давления.

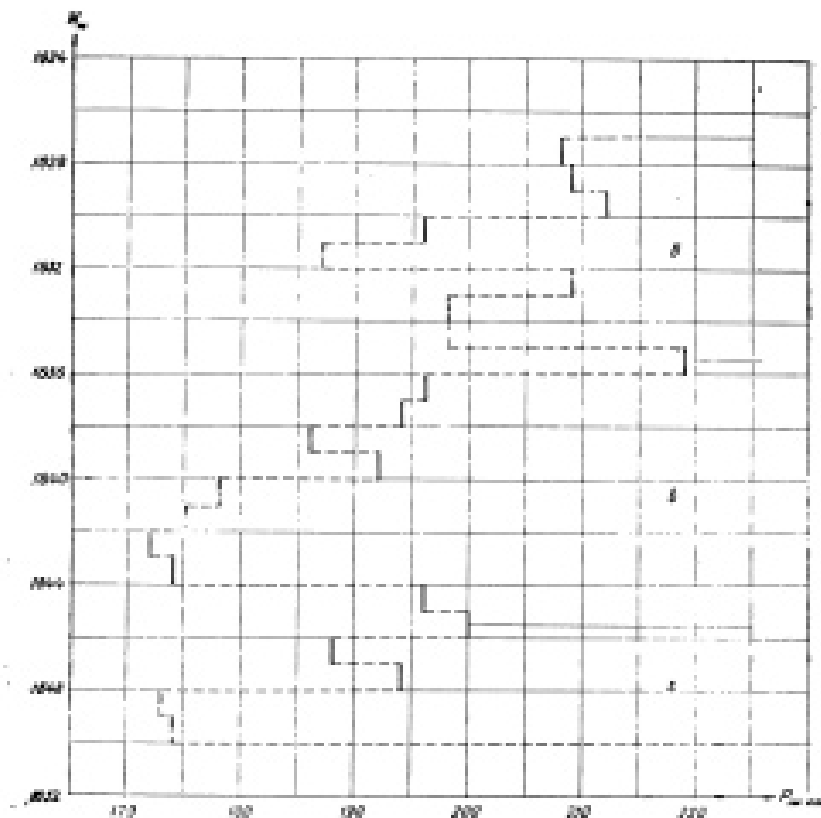


Рис. 7 Распределение давления по вертикали продуктивного горизонта в скважине № 503. Расчетный интервал 1 метр по мощности.

2) Используемый метод обработки кривых притока и расхода позволяет определить неоднородности пласта, лежащие вдали от призабойной зоны. Кроме того, эти кривые являются также наиболее чувствительным индикатором на отбор нефти из пласта. Там, где отбор недостаточен, давление растет и

Из дальнейшего будет видно, что удельная мощность пласта «в», при его слиянии с другими очень часто занижается и вследствие этого создается не совсем правильная картина выработки нефти и продвижения фронта воды.

На основании рис. 7 и 7а более ясной становится картина изменения расхода у скважины № 503 при уменьшении давления нагнетания. Совершенно очевидно, что первыми должны были уменьшить и вообще прекратить прием воды граничные участки пропластков, а затем полностью пласт «б», как это и было в действительности. Таким образом, наряду с факторами, определяющими величину порогового давления, которые были изложены в начале главы, большое значение имеют условия разработки, в том числе и степень приема воды и отбора нефти не только каждым пропластком, но и его отдельными частями. Слоистость пластов приобретает при этом решающее значение, не давая возможности давлению выравниваться по вертикали пласта. Из тех же рисунков 7 и 7а видно, что, несмотря на установившийся режим и имеющуюся литологическую связь между пластами «б» и «в», разность давлений между ними достигает пятнадцати баров.

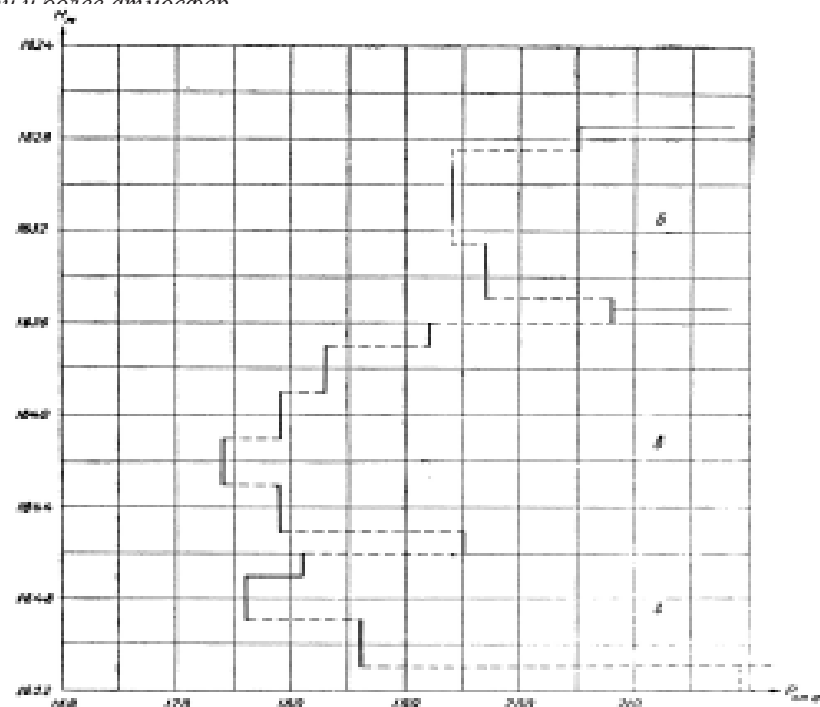


Рис. 7а. Распределение давления по вертикали продуктивного горизонта в скважине № 503. Укрупненный интервал.

Изложенный метод может быть использован в нефтепромысловой практике для определения средних интегральных пластовых давлений в данной скважине. Для этого нет необходимости в глубинных дебитомерах - расходомерах: все измерения можно произвести на устье скважины. При установившихся режимах замеряется

Значение степени вскрытия пласта на отбор нефти лучше всего проиллюстрировать на примере скважины № 1735 (рис.19). Для ликвидации прорыва подошвенной воды в этой скважине был произведен капитальный ремонт с заливкой цементом всей нижней части обсадной колонны. В результате этого искусственный забой с 1719 метров был поднят до 1662 м и установлен выше линии ВНК. В период исследования 1959-60 гг. это была единственная безводная скважина на участке.

Однако при ремонте, кроме зоны, предназначенной для изоляции, были, очевидно, залиты цементом и отверстия перфорации в интервале от 1654 м до 1662 м, в результате чего был перекрыт приток и выключен из эксплуатации пропласток «г». Как видно из рисунка 19, кривая потока в средней части горизонта D_1 имеет крутые спады по бокам, без переходных зон. Такой тип кривой характерен для участков с ограниченным вскрытием.

Отбор из второго пропластка «б» идет лишь по его средней, наиболее проницаемой части, как это нетрудно установить из сопоставления кривой притока с каротажной диаграммой. Вызвано это всем тем же зажимом скважин первого ряда и ограничением отбора нефти из них с целью уменьшения экранирующего действия этого ряда на последующие.

§ 11. О дифференциальных индикаторных кривых эксплуатационных скважин

Δλ ξοπεδελενθ ολῡρςξβῡγξ δῡβλενθ β πῡηλθχνῡ οπξολῡρςκῡ θ βνςσπθ νθυ σπδονξ οπθμενςό μεξδθκς, πῡηπῡαξςῡννςω θ θροῡςῡννςω β νῡγνεςῡςελόνῡ ρκβῡζθνῡ. Ηῡςπδονενθ βῡηβῡνῡ οπῡκςθχερκξι νεβξημξςῡνςρςό ρξηδῡνθ ξαπῡςνξγξ οξςξκῡ ζθδκςρςθ ξς ηῡαξ ρκβῡζθνῡ β ολῡρς, ςεμ αξλεε β σρςῡνξβθβψεμρ πεζθμε. Δελξ, κῡκ ὑςξ νεςπδονξ οπεδρςῡβςό, β ςξμ, χςξ νετςό, β ξςλθχθε ξς βξδῡ, θημεν ες ρβξθ ρβξιρςβῡ οπθ οξδῡεμε θη ολῡρςῡ νῡ οξβεπυνξρςό. Ηῡ ρχες πῡηγῡηθπξβῡνθ εε β ηνῡχθςελόνξι ρςεοενθ μεν εςρ β ηκξρςό, οξῡςξμς νῡγνεςῡνθε β ολῡρς πῡηγῡηθπξβῡννξι νετςθ ρ οξβεπυνξρςθ θημενθς υῡπῡκςεπ τθλόςπῡφθθ ζθδκςρςθ β οξπῡ θ κςῡττφθενςῡ οπξδςκςθβνξρςθ ασδςς πῡηλθχνῡμθ δλ. οπ μεξγξ θ ξαπῡςνξγξ οξςξκξβ. Ξαπῡςνξε νῡγνεςῡνθε ολῡρςξβῡι νετςθ β ηνῡχθςελόνῡ κξλθχερςβῡ οπεδρςῡβλ ες αξλόψθε ςευνθχερκθε ςπδονξρςθ, ςῡκ κῡκ εε νεξαυξδθμξ υῡπῡνςό οπθ δῡβλενθθ βῡψε δῡβλενθ νῡρῡωενθ. Κπξμε ςξγξ, β οπξφερρε δξαῡχθ θ οεπεκῡχκθ ασδςς οξςεπ νῡ ηνῡχθςελόνῡ κξλθχερςβῡ εε οξλ πῡνῡ κςμοξνεϋς β βθδε ξςλξςενθι β ρκβῡζθνῡ θ πεηεπςῡπῡ. Οπθ ὑςξμ ασδςς θημενεϋ υμθχερκθι ρςρςῡβ νετςθ, χςξ ςῡκςε βῡηξβες θημενεϋε οῡπῡμεςπξβ τθλόςπῡφθθ θ νε οξηβξλςθ θροξλόηξβῡςό σῡβνεϋε δλ. οξδρχεςῡ ολῡρςξβῡνῡ δῡβλενθι.

Δλ ὑκρολςῡςῡφθςννῡ ρκβῡζθνῡ αῡλ πῡηπῡαξςῡν δπςγξ ροξρξα ξοπεδελενθ δῡβλενθ β ρςξςβεϋρςβςωωθυ χῡρς υ ολῡρςῡ, ξρνξβῡννῡι νῡ θημενεϋθ οπθςξκῡ ζθδκςρςθ οξ μξωνξρςθ ολῡρςῡ β ηῡβθρβμξρςθ ξς βελθχθνῡ ηῡαξινξγξ δῡβλενθ. Οπξφερρ θημεπεϋθι ὑνῡλξγθχεν ρν ςθω θνδθκςξπνξι δθῡγῡμῡ, νξ ρ θροξλόηξβῡνθ

ρῡατριϋαῡτςα в отрыве от процесса разработки месторождения. Все недоразумения устраняются при наличии одновременно с профилем приемистости и профиля притока жидкости на забой скважины при ее самоизливе. Как нетрудно видеть из рис. 12, профиль притока имеет почти прямо противоположный вид: при самоизливе основная масса воды поступает из нижних песчаников и из тех мест, которые при нагнетании не принимали воды. Подобное поведение воды явно указывает на то, что в этих интервалах имеет место повышенное значение пластового давления.

Полученная ранее формула (I-4) для подсчета пластового давления по кривым притока и расхода может быть использована и в том случае, когда неизвестен диаметр проходного сечения ствола скважины и затруднено точное определение дебитов Q_n и Q_{np} по интервалам пласта. Для этого достаточно в первой части равенства (I-4) заменить отношение дебитов отношением скоростей потока в данном сечении скважины, определенным по измерениям прибором с гидрометрической вертушкой

$$\frac{Q_p}{Q_n} = \frac{U_p \cdot S \cdot t}{U_n \cdot S \cdot t} = \frac{U_p}{U_n}$$

В этом случае формула (I-4) примет вид:

$$P_n = \frac{P_{заб} + P_n \cdot \frac{U_p}{U_n}}{1 + \frac{U_p}{U_n}}$$

(I-6)

Из нее следует, что профиль пластового давления может быть получен и без кавернограммы скважины. Чтобы не усложнять картину излишней детализацией, так как в дальнейшем это преимущество не используется, на рис.13 профиль пластового давления приведен по тем же укрупненным интервалам, как и на рис.11-12. Одновременно с этим на чертеже точками в виде белых кружочков, соединенных пунктирной линией, указаны средние значения коэффициентов продуктивностей для данных интервалов. Вычисление этих коэффициентов, после того, как известно пластовое давление, труда не представляет. Сопоставление полученных данных рис.13 с каротажной диаграммой показывает, что продуктивность нижней части пласта действительно значительно лучше, чем верхней. Слабая же приемистость объясняется высоким уровнем пластового давления, достигающим 218-220 атм., по сравнению с $P_{n1}=182$ атм. в средней, наиболее сильно поглощающей части ($P_n=61$ атм.).

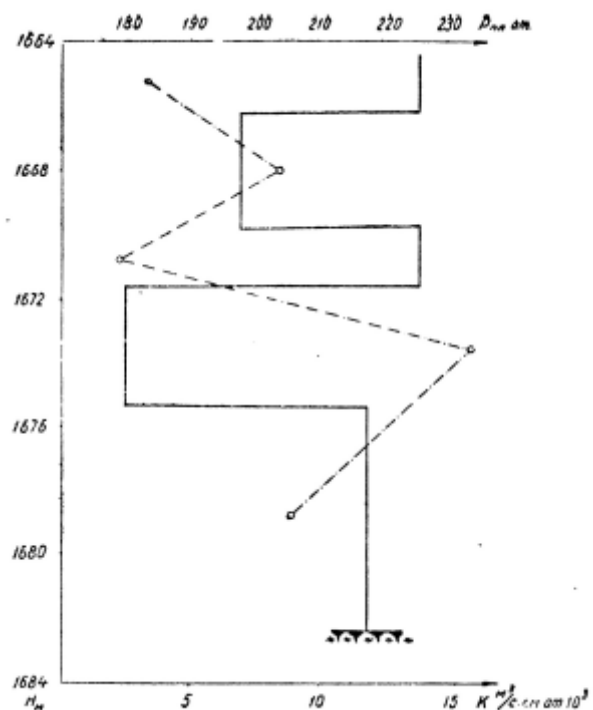


рис.13.Распределение пластового давления по вертикали продуктивного горизонта в скважине №531.Точками указаны средние значения коэффициента продуктивности для соответствующих интервалов по мощности пласта.

Сопоставление полученных данных рис.13 с каротажной диаграммой показывает, что продуктивность нижней части пласта действительно значительно лучше, чем верхней. Слабая же приемистость объясняется высоким уровнем пластового давления, достигающим 218-220 атм., по сравнению с $P_{пл} = 182$ атм. в средней, наиболее сильно поглощающей части ($P_n^6 = 61$ атм.).

Если сравнить данные рис.13 с теми, которые были получены для Ромашкинского месторождения, например, рис.7-10, то видно принципиальное сходство. Нижние наиболее продуктивные пропластки, обладая повышенным давлением, почти не принимают воды. Все это с убедительностью говорит о том, что продуктивные горизонты и Ромашкинского, и Бавлинского месторождений в

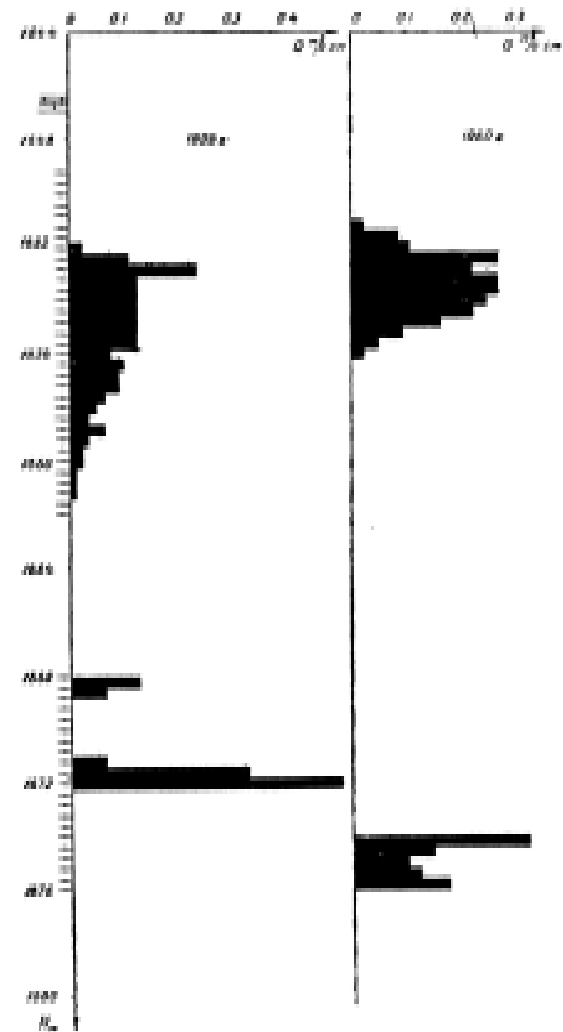


Рис.19.Профили притока для скважины № 1734. Слева кривая, снятая в августе 1959 г., справа- в августе 1960 г.

место, подмеченное противоречие между проницаемостью и приемистостью пластов.

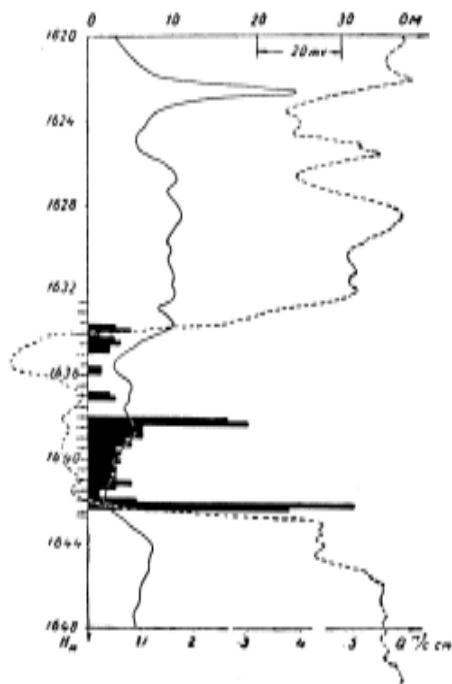


рис.14. Каротажная диаграмма и профиль расхода воды для нагнетательной скважины №532 Бавлинского месторождения.

На этот раз верхний, лучший по проницаемости интервал, принимает воду значительно хуже, чем нижний. Имеющиеся просветы в профиле расхода связаны, очевидно, с некачественной перфорацией, и мало вероятно, что этот факт мог значительно снизить приемистость пород.

Измерение притока на этой скважине не производилось, поэтому для внесения некоторой ясности следует рассмотреть поперечный геологический профиль через эти две скважины (рис.15).). На основании установленного выше распределения пластового давления по вертикали разреза скважины № 531 можно предположить, что нижняя часть пласта между этими двумя скважинами разбита на два слоя слабопроницаемой перемычкой, не отмеченной на стандартной каротажной диаграмме. На рис. 15 она нанесена в виде узкой заштрихованной полоски. Заглинизированный, а поэтому и размытый прослой, отмеченный в скважине

Вероятнее всего, это зависит от отличающихся друг от друга величин пластового давления в различных частях даже одного и того же пропластка, а также от разной проницаемости пород коллектора. Возможна и еще одна причина. Увеличение депрессии приводит к появлению вертикальной компоненты потока в призабойной части пласта, и к нижним отверстиям перфорации начинает подтягиваться нефть из более глубоко лежащих слоев того же пропластка. Можно твердо сказать, что при сложном строении коллекторов совершенство скважины по степени и по характеру вскрытия имеет очень большое значение для более полного отбора нефти из заводненных пластов.

Забегая несколько вперед, следует отметить, что нижние пики с полосатой штриховкой на рис.17 соответствуют притоку воды. Пути обводнения скважин будут обсуждаться в следующей главе. Здесь следует отметить только то, что, несмотря на резкое увеличение дебита по верхним пропласткам при снижении забойного давления, приток воды остался на прежнем уровне, в пределах точности дебитомера.

По материалам исследования скважины № 1734 удалось установить другую особенность притока – самопроизвольное изменение профиля отбора (рис. 18) со временем. На этой скважине раньше, чем на других, была установлена воронка на конце лифтовой колонны, что позволило еще в 1959 году измерить распределение притока по мощности пластов. К сожалению, при бурении скважины в ней произошла авария, и против продуктивного горизонта был забурен новый ствол. Прихваченная колонна в старом стволе за счет близости того и другого стволов сильно искажала каротажную диаграмму и не дала возможности установить расположение и характеристики пропластков. В связи с этим данные электрометрических измерений на рис.18 отсутствуют. Совмещение кривых произведено по положению воронки и искусственного забоя. За год, прошедший после переезда замера каротажного притока, несколько изменился, хотя с минимальной эффективностью, приток в верхней части мощностей верхнего горизонта из пласта “б” сузилась, по-видимому, за счет повышенного забойного давления. Буферное давление этой скважины хотя и не велико (~17 атм.), но она сильно обводнена и имеет очень большой вес столба жидкости в лифте.

В нижней зоне перфорации произошло смещение притока с верхних двух участков на нижний. Вероятно, это связано не столько с перераспределением давления в пропластках за прошедший год, сколько с промывом каналов и обводнением скважины.

При анализе притока в этой скважине следует иметь в виду, что масштаб вычерчивания кривой для нее на рис.18 увеличен в 20 раз по сравнению с аналогичными кривыми нагнетательных скважин, а в два раза – по отношению к кривым притока остальных эксплуатационных скважин участка. Кроме того, некоторый процент ошибок внесен за счет сложного строения водонефтяного потока на забое, когда крыльчатке дебитомера приходится работать попеременно или в нефти, или в воде, величина эффективного шага в которых различна.

поглощения воды в нагнетательных скважинах. Для этого пропластка снижение давления на забое привело к росту эффективной мощности с 2 м 40 см до 4 м 60 см, то есть работающая часть пласта как бы увеличилась вдвое. Учитывая, что общий прирост в притоке нефти также увеличился почти в два раза, в первом приближении, не проводя специальных подсчетов, можно видеть, что прирост в добыче нефти при увеличении депрессии произошел в основном за счет отбора нефти из ранее не работавших частей пропластка.

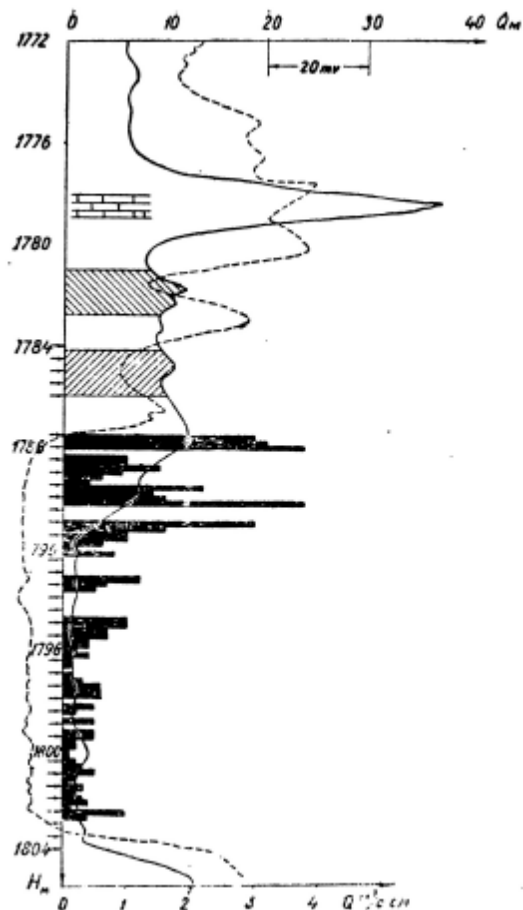


рис.17. Каротажная диаграмма и профили притока для скважины № 1736. $I-Q=110 \text{ м}^3/\text{с}$ и $II-Q=215 \text{ м}^3/\text{с}$. Участок с косой штриховкой соответствует притоку воды.

№531, в этой части пласта дополнительно подтверждает подобное предполо-

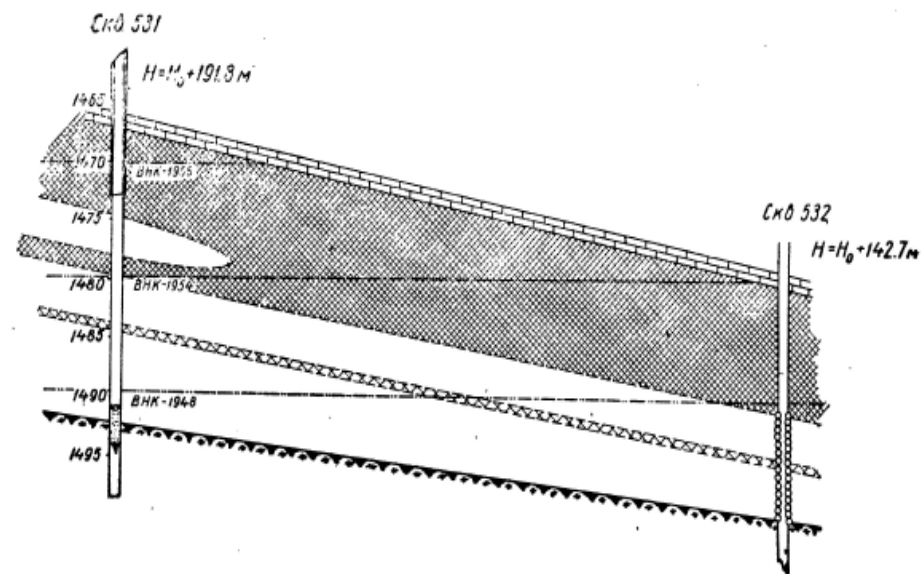


рис.15. Геологический профиль между скважинами №531 и №532 Бавлинского месторождения. Соотношение вертикального и горизонтального масштабов 1:20. Песчаники горизонта D_1 не заштрихованы.

Дальнейший анализ рис.15 показывает, что при существующем распределении воды между скважинами № 531 и 532 высокое пластовое давление в подошвенной части горизонта D_1 на этом участке создается не только слабым отбором жидкости из этого интервала со стороны эксплуатационных рядов, но и сильным подпором, который развивает скважина № 532.

В свою очередь, скважина № 531, в которой имеет место значительное поглощение воды верхним интервалом нижней части, создает энергетический барьер для приема воды данной частью пласта в скважине №532. Эти две скважины как бы дополняют и в то же время взаимно исключают друг друга, находясь в равновесии¹. Стоит одну из них остановить или, наоборот, повысить в ней давление

¹ Следует иметь в виду, что и другие нагнетательные скважины, находящиеся поблизости, например № 4 и др., также могут оказывать влияние на профиль приема воды разбираемыми скважинами. Но если учесть, что результирующая градиента давления направлена к центру площади, то влиянием боковых скважин в первом приближении можно пренебречь.

нагнетания, как это сразу же приведет к перераспределению закачки воды по прослоям в другой скважине. Если приемистость скважин взаимосвязана, то имеет ли смысл закачивать воду в двух местах?

Учитывая, что поступление воды в подошвенную часть горизонта D_1 приводит не только к ненужному, но и вредному для эксплуатации излишнему подъему давления в заводненной части пласта под плоскостью ВНК, на этот вопрос следует ответить отрицательно. Скважина № 532 не дает ощутимого эффекта при разработке и должна быть законсервирована. Необходимое же количество воды для поддержания нормального пластового давления в этой части горизонта будет обеспечено усилившимся приемом нижней частью пластов в скважине № 531. Энергетически, а, следовательно, и экономически это будет более выгодно. Чтобы высказанное суждение было более обоснованным, необходимо рассмотреть влияние на разработку излишне высокого пластового давления под плоскостью ВНК. Вредность повышенного давления в подошве D_1 в районе скважины № 532 связана с тем, что в ближайших эксплуатационных скважинах внешних рядов отбора жидкости из этого интервала не производится. По заводненной, наиболее проницаемой части пласта, давление распространяется на очень большие расстояния. Для эксплуатационных рядов водоплавающей зоны залежи это создает нежелательные высокие перепады давлений в нижней части забоя скважины. Высокий градиент между водоносным интервалом горизонта D_1 и забоем скважин грозит нарушением цементного кольца и преждевременным прорывом подошвенной воды в обсадную колонну. Причем этот прорыв будет происходить не по пласту за счет локального подъема плоскости ВНК и образования конуса обводнения, а по промытым каналам в заколонном пространстве. В главе XI на примере Ромашкинского месторождения это положение будет более строго аргументировано.

Как не трудно видеть, разбираемый вопрос тесно связан с поведением ВНК в процессе эксплуатации месторождения. Серьезное исследование характера перемещения ВНК по Бавлинскому месторождению проведено в книге С.А. Султанова и Г.Г. Вахитова. В ней, среди четырех возможных видов движения ВНК, указан и поршневой вид перемещения воды в пласте, характерный для северо-восточной части Бавлинской залежи, то есть района, прилегающего к нагнетательной скважине № 4. Совершенно случайно скважина № 531, имеющая открытую конструкцию забоя, расположена в том же районе по соседству с указанной скважиной № 4. Чтобы исключить вероятность случайного совпадения и показать, что поршневой тип движения воды в той или иной степени характерен для слоистых девонских пластов, были проведены дополнительные исследования в скважине № 118, лежащей почти на противоположной стороне месторождения. Аналогично скважине № 531 она пробурена на водоплавающей части залежи. В момент ввода ее в эксплуатацию ВНК разрезал горизонт D_1 почти на две равные части (рис.16).

Как видно из рисунка, в скважине перфорированы два нижних пропластка из трех, имеющих в разрезе, а воду принимает по всей своей мощности только

ГЛАВА III

ОТБОР ВЫТЕСНЯЕМОЙ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА

§ 10. Особенности притока нефти на забой эксплуатационных скважин

Экспериментальное изучение особенностей притока нефти и воды к забоям эксплуатационных скважин производилось на том же участке Южно-Ромашкинской площади, на котором расположены и рассмотренные в предыдущей главе нагнетательные скважины. Первый эксплуатационный ряд в этом районе отбирает нефть с одной из сторон бассейна упомянутых нагнетательных скважин. Расстояния между ними лежат в пределах 1200-1400 метров.

На рис.17 приведены каротажная диаграмма и кривые притока для скважины № 1736. В ее геологическом разрезе присутствуют все пять пропластков «а», «б», «в», «г» и «д». Три нижние на каротажной диаграмме соединены между собой и имеют лишь условное разделение. По центру этой нижней пачки проходит линия водонефтяного контакта. Пропласток «б» имеет двучленное строение, причем перфорацией вскрыта лишь верхняя, более проницаемая часть. Кривые притока, измеренные тем же расходомером - дебитомером, который был использован при исследовании нагнетательных скважин, показывают, что отбор нефти осуществляется из двух пропластков «б» и «в». Пропласток «а» как в этой скважине, так и повсеместно по участку не работает. Не принимая воды, он не отдает и нефти. Возможно, что этому в значительной степени способствуют высокие значения забойных давлений, которые поддерживаются в скважинах первого эксплуатационного ряда. По существующей технологии это делается для того, чтобы ограничить отбор нефти из них и ряды, расположенные в глубине площади. В центре рис.17 находится кривая отбора с суммарным дебитом 110 м³/с. Справа от нее приведен график притока при дебите 215 м³/с, то есть с увеличением почти вдвое. Как и в нагнетательных скважинах, по ним можно сделать вывод о том, что с ростом градиента, под действием которого происходит приток жидкости, растет эффективная мощность работающих пропластков. В строй вступают их менее проницаемые участки. Большое значение при этом имеет, конечно, степень и качество вскрытия пласта перфорацией. Например, приток из пласта «б» явно ограничен по мощности недостаточным количеством отверстий, и при увеличении депрессии происходит лишь соответствующее увеличение скорости истечения через эти каналы. Основной отбор нефти идет из центрального пропластка «в», что можно было предположить заранее по кривой

$$y^x = \frac{\sum_{i=a}^D h_{эфф.i}^x}{\sum_{i=a}^D h_i^x}$$

давления, под действием которого происходит движение ФНВ. Как уже отмечалось, величина этого градиента зависит не только от давления нагнетания, но и от пьезопроводности пласта, расстояний между нагнетательной и эксплуатационными скважинами и давления их на забоях. При прочих равных условиях эффективная мощность и коэффициент охвата тем выше, чем больше давление нагнетания. Однако это справедливо лишь до определенного предела, то есть до тех пор, пока не происходит гидроразрыва пласта и резкого падения его сопротивления в узком интервале. В этом случае давление на забое нагнетательной скважины соответственно падает и рабочая мощность пласта, принимавшего воду, уменьшается за счет выключения части наиболее слабо проницаемых участков с высоким пластовым давлением и большой величиной давления сдвига. Анализ разработки нефтяных месторождений, начиная с 20-х годов нашего века, привел некоторых зарубежных авторов к аналогичным выводам относительно темпов заводнения и предельного значения давления нагнетания.

О целесообразности разработки нефтяных месторождений при высоких темпах извлечения нефти имеются замечания и в отечественной литературе.

Исходя из вышеизложенного, к рациональным условиям эксплуатации нагнетательных скважин можно отнести:

освоение скважин под закачку воды, по крайней мере без снижения естественной величины проницаемости;

полное вскрытие пластов по мощности достаточным числом перфорационных отверстий;

приложение достаточной величины давления нагнетания, обеспечивающего максимальное значение коэффициента ψ^{nc} ;

использование виброметодов увеличения приемистости скважин;

периодический контроль за распределением пластового давления по вертикальному разрезу продуктивного горизонта;

корреляция с работой эксплуатационных скважин, отбирающих нефть из бассейна данной нагнетательной скважины;

недопущение ограничения закачки воды;

необходимость производить закупорку отдельных интервалов по мощности пластов в случае прорыва воды в нежелательном направлении.

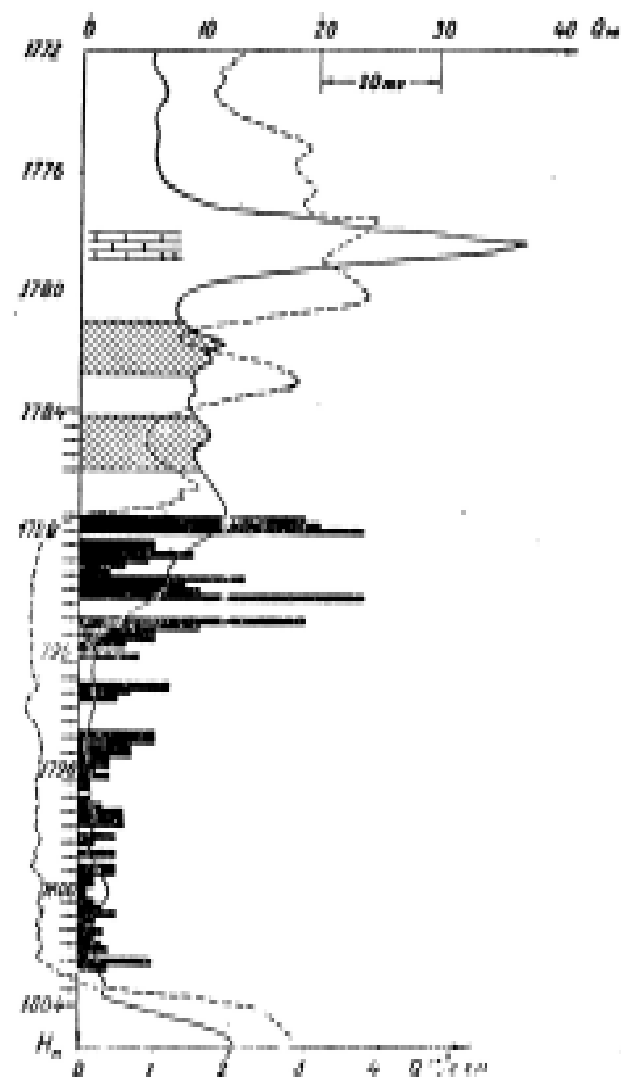


рис.16 Каротажная диаграмма и профиль расхода для нагнетательной скважины № 118 Бавлинского месторождения

ний, основной пласт. Судя по картотажной диаграмме, он имеет довольно однородное строение и высокую проницаемость. Казалось бы, что это как раз хороший пример перемещения воды на рис. 16 со всей убедительностью показывает, что основная масса воды поглощается кровельной частью нижнего пропластка, то есть именно той частью, которая расположена выше плоскости ВНК. Поршневое движение и здесь обусловлено пониженным пластовым давлением в зоне отбора нефти. Несмотря на разные проницаемости пород, вода быстрее движется там, где имеет место большой гидравлический напор. На всех разобранных примерах этого параграфа еще раз показана недостаточность измерений лишь графиков расхода воды для правильного анализа состояния месторождения. Так как подобные графики зависят от двух переменных: продуктивности пород и распределения пластового давления, то по ним нельзя судить о коллекторских свойствах отдельных интервалов продуктивного горизонта и тем более сравнивать их с данными электрокаротажа скважины или кернавым материалом. Лишь дополнительное измерение профиля самоизлива дает возможность определить обе неизвестные и получить правильное представление о динамическом состоянии разработки месторождения.

§ 9. Формирование ФНВ и нефтеотдача неоднородных пластов

В слоистых неоднородных пластах процесс освоения нагнетательной скважины под закачку воды во многом определяет характер дальнейшего продвижения ФНВ. В свою очередь, от степени замещения нефти водой, то есть от полноты охвата пластов выработкой, зависит продолжительность безводной и водной работы эксплуатационных скважин и нефтеотдача данного участка месторождения. Для правильной, наиболее рациональной, экономичной эксплуатации той или иной части скважин или всего месторождения в целом, необходимы критерии, которые позволили бы контролировать в процессе работы степень выработки нефтяных пластов. Общепринятый коэффициент нефтеотдачи, определенный как отношение количества добытой нефти к промышленным запасам данного участка или всей залежи, остался от того периода, когда месторождения разрабатывались без методов искусственного воздействия на пласт. Определение нефтеотдачи по электрометрии и керну оценочных скважин, специально пробуренных в тех местах, где уже прошел ФНВ, также является пассивной мерой, лишь констатирующей положение вещей на том или ином участке залежи.

В первом приближении общий коэффициент нефтеотдачи может быть разбит на три части:

$$\eta = \eta_0 \cdot \eta_{xy} \cdot \eta_z \quad (I-7)$$

каждая из которых играет самостоятельную роль. η_0 – коэффициент, ха-

Он оценивает нефтеотдачу той части коллектора, по которой прошла вытесняющая вода. Величина его зависит, главным образом, от состава и свойств полярных компонент нефти и от толщины образованного ими аномального слоя на поровой поверхности. Об одном из возможных методов определения этого коэффициента речь будет идти в следующей главе. η_{xy} , η_z определяют коэффициент охвата пластов выработкой: один по простиранию или в плане месторождения, а другой – по вертикали. Методам изучения Анизотропии пласта в плоскости XY посвящена XII глава настоящей работы. В этом параграфе лишь кратко затрагиваются вопросы определения коэффициента охвата по вертикали.

На основании экспериментального материала установлено, что эффективная мощность пластов, принимающих воду в нагнетательных скважинах $h_{эфф}$, меньше их полной мощности h , определенной по картотажной диаграмме не обсаженной скважины, то есть:

$$\gamma^H = \frac{h_{эфф}^H}{h^H} \leq 1$$

В величину h входит только нефтенасыщенная мощность пластов.

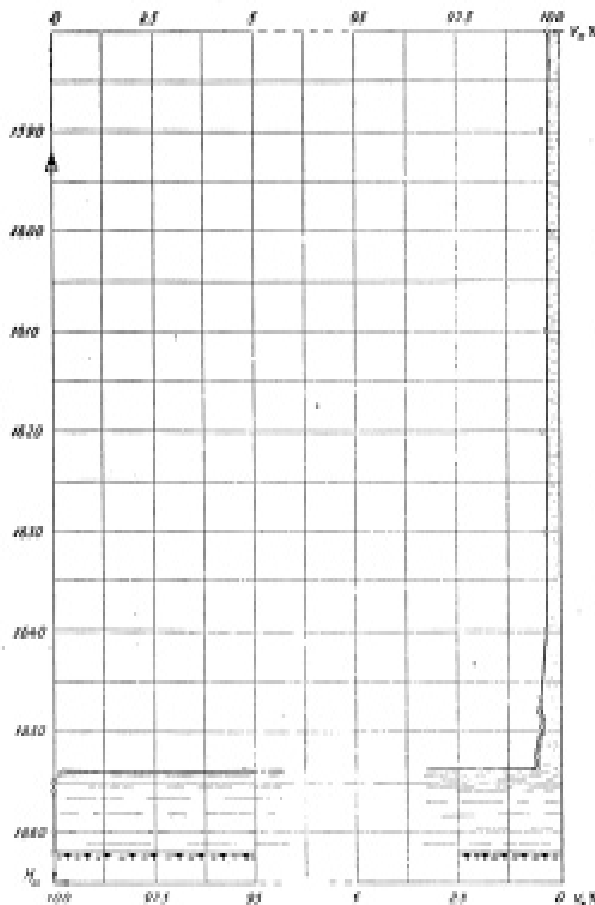
В тех случаях, когда нагнетание воды в горизонт сложного строения производится через единый фильтр под одним и тем же давлением, коэффициент γ будет состоять из суммы коэффициентов отдельных пропластков:

$$\Psi^H = \frac{\sum_{i=a}^D h_{эфф,i}^H}{\sum_{i=a}^D h_i^H}$$

Этот коэффициент удобен тем, что позволяет вести систематический контроль за питанием ФНВ в пласте и тем самым подготавливать почву для обеспечения высокой нефтеотдачи пластов.

Однако контроля за работой лишь нагнетательной скважины недостаточно. Кроме давления нагнетания, ее приемистость и $h_{эфф}$ зависят еще от величины пластового давления, то есть от отбора вытесняемой нефти. Причем, последнее важно не только по абсолютной величине дебита, но и по месту отбора нефти в вертикальном разрезе продуктивного горизонта. Для эксплуатационной скважины также существует свое значение величины которого говорит об эффективности работы данной скважины. Ожидаемые, текущий и конечный коэффициенты нефтеотдачи в эксплуатационных условиях эксплуатации нагнетательных скважин, то они определяются, в основном, степенью вскрытия пластов перфорацией и тем градиентом

рис.22. Кривая распределения объемных соотношений воды и нефти в скважине №1735 от искусственного забоя $H=1662$ м до воронки на лифтовых трубах $H=1594$ м.



Второй особенностью распределения воды на забое безводных скважин является отсутствие скачка в диэлектрической проницаемости, а значит, и в объемном составе компонент потока при переходе его из обсадной колонны в узкие лифтовые трубы. Как будет видно из дальнейшего изложения (рис.23-26), в обводнен скважинах такой скачок всегда существует.

Несмотря на наличие относительно простого профиля распределения воды и нефти на забоях скважин, определение мест притока воды представляет сложную задачу. Это связано с тем, что при появлении воды в потоке нефти, она, как правило, заполняет все пространство от искусственного забоя до воронки

εμ δθττεπενφθύλόνυ, ύ νε θνεεγπύλόνυ υύπύκσεπθρςθκ δύβλενθ θ οπθςζκύ. Δλ ξοπεδελενθ ολύρςξβξγξ δύβλενθ οξ βύρξσε οπξδσκςθβνξγξ γξπθηξνςύ οπξθηβξδθςρ ρεπθ θημεπενθι οπξτθλει οπθςζκύ ρκβύζθνύ β σρςύνξβθβψθυρ πεζθμύυ οπθ πύηλθχνύ ηνύχενθ υ ηύαξινξγξ δύβλενθ . Δύβλενθε νύ ηύαξε, οξ μεπε ούδενο , δξρςθγύες ηνύχενθ , πύβνξγξ δύβλενθ β νεκξςξπξι χύρςθ ολύρςύ.

Ηύ ρχες βξηνθκψεγξ ηύςεμ οεπεοүүδύ δύβλενθ β ύςξι χύρςθ γξπθηξνςύ οξ βλ εςρ οπθςζκ ζθδκξρςθ. В оεπβξμ οπθαλθζενθθ δύβλενθε νύ ηύαξε β мξμενς νύχύλύ οπθςζκύ мξζνξ οπθν ζό ηύ βελθθρνς ολύρςξβξγξ δύβλενθ β δύννξμ θνεεπβύλε οπξδσκςθβνξγξ γξπθηξνςύ. ξχνξρςό ξοπεδελενθ ηύβθρθς ξς χθρλύ σρςύνύβλθβύεμύυ πεζθμξβ, βελθθρνύ βεπςθκύλόνύυ οεπεςξκξβ ζθδκξρςθ, ρςεοενθ βρκπύςθ ολύρςξβ, σχεςύ ξψθαξκ, βύηβύννύυ νεοπύβθλόνύυ ρξβμεωενθεμ κπθβύυ οπθςζκύ νύ βύρξσε N, ύ ζύκζε σχεςύ νεςξχνξρςει δεαθςζμεпύ. В ύςξμ ξςνξψенθθ мезξδ ηνύχθςελόνξи ρςεοенθ σρςοүүες ροξρξας ξοπεδελεнθ οπξτθλ δύβλεнθ , πύηпύαξςύνнξμς δλ νύγνεςύςελόνύυ ρκβύζθν. Ξδνύκξ, νεμμξςп νύ ρβξώ γπξμξηδκξρςό, ύςθ θημεπενθ νεξαυξδθμύ δλ βύαξпύ οпύβθλόνξγξ πεζθμύ ξςαξпύ βύςερν εμξи νετςθ θ κξпπελ φθθ ρ ηύκύχκξи βξδύ β νύγνεςύςελόνύе ρκβύζθν.

Неξδνξπξδнνύи οξ ρςпскςςε οπξδσκςθβнνύи γξпθηξνς ςθοүү Δ₁ νύ Пξмύψκθνρκξμ мерςξпξξδενθθ δξλξεν, οξ-βθδθμξμς, υύпύκσεпθηξβύςор θ ρλξζνξи θνεεγпύλόνξи θνδθκύςξпνξи κпθβξи. Оξ ρβξемς βθδς ξнύ δξλζнνύ нύοξмθнνύςо аςκβς S. Опθ мύлүү ηνύχενθ υ γпύδθενςύ δύβλεнθ , κξγδύ θδες θνεενρθβнνύи пξρς h_{нтр} ξнύ ξαпύωенύ ρβξи βύοοκλξи ρςξпннξи κ ξрθ δύβленθи. Опθ αξλόψθυ οεπεοүүдүү, κξγδύ h_{нтр} δξρςθγλύ ρβξеγξ мύκρθмύλόνξγξ ηнνύченθ θ ηύ ρχες αξλόψθυ ρκξпξρςеи ζθδκξρςθ β οпθηύаξинξи ηξνε мξξςες нύпςψύςор λθνειнύи ηύκξн тθлόςпύφθθ, ξнύ мен еς ηнύк κпθβθηнνύ θ ρςύνξβθςρ βύοοκλξи κ ξрθ δεаθςξβ. Δύλόνειψθε ξοүүςθ θ θρρλεδξβύнθ оξкύζς, θмееς λθ οпύкςθχερκςω φеннξρςό θνεεγпύλόνύи θνδθκύςξпнνύи κпθβύи үкρолсүүфθξннξи ρκβύζθν. Ξδнνύкξ оξкы θημεпенθе οпξτθλ οпξδσκςθβнξρςθ νε βξψлξ β χθρлξ ξа ηύςελόνύи υύпύкσεпθρςθк ρκβύζθν, ρςпскςςпύи θνεεγпύλόνύи κпθβύи аςδес θγпύςό αξλόψςω пξлό οпθ σρςύνξβленθθ ςеннξлξγθχερκθ οпύβθλόνξγξ πεζθμύ пύаξςы ρκβύζθν. ξχкы оεπεγθау β ύςξμ ρлςχүүе аςδес ρξξςβеρςβξβύςό ξοςθмύλόνξμς πεζθμς.

§ 12. Причини, искажающие кривую восстановления давления

Исследование притока жидкости на забое эксплуатационных скважин выявило неточности, которые допускаются при обработке еще одной интегральной характеристики – кривой восстановления давления. Кроме уже отмеченного факта – переменной величины эффективной мощности пласта, на форму кривой восстановления давления, особенно в начальный период, оказывают влияние перетоки из одного пропластка в другой, которые происходят на забое после остановки скважины.

Гидравлическое сопротивление движению жидкости при выравнивании

посредственно между пропластками, несмотря на громадные площади их соприкосновения между собой. В некоторых случаях, когда скважины первого ряда сильно зажаты, а разность в пластовых давлениях между пропластками достигает больших значений, возможны перетоки и в процессе работы скважины.

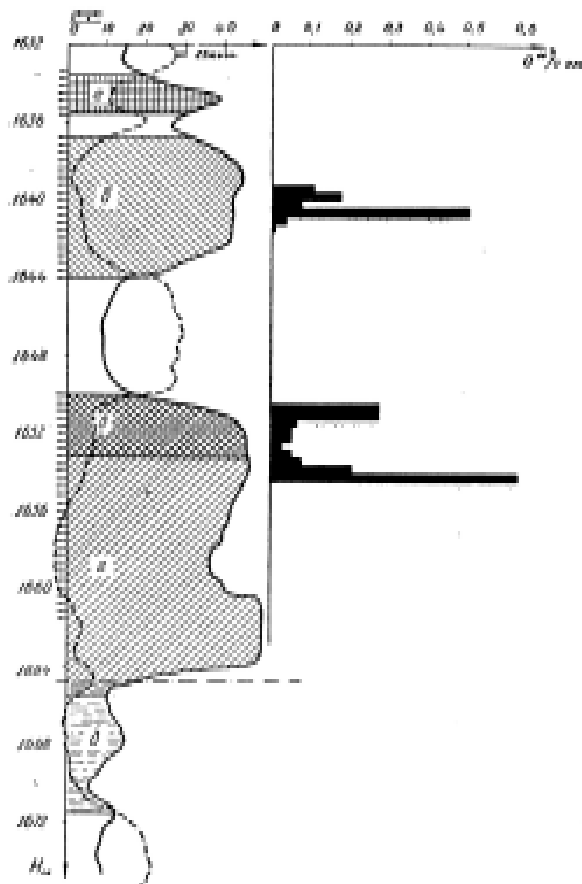


рис.20 Каротажная диаграмма и профили притока для скважины № 1736.

I - $Q=110\text{ м}^3/\text{с}$ и II - $Q=215\text{ м}^3/\text{с}$. Участок с косой штриховкой соответствует притоку воды.

Νύ πθρ.20 οπθβεδενύ δθττεπενφθύλόνύ υύπύκσεπθρςθκύ οεπεςζκξβ β ηύαξινξι χύρςρ ρκβύζθνύ Η 1737 οπθ ξαωεμ δεαθσε 82 μ³/ρ θ αστεπνξμ δύβλενθθ β 52 ύςμ. Γεξλξγθχερκθ πύηπεη γξπθηξνςύ Δ, β οπθνφθое οξυξξ νύ πύηπεηη ρξρεδνθυ ρκβύζθν. Οξ-οπεξνεμς οπθρςρςβςώς βρε ο ςό οπξολύρςκξβ, θη κξςξπύυ βεπυνθι «α» νε

Независимо от путей поступление воды в эксплуатационную скважину добыча нефти осложняется тремя факторами:

- а) утяжеление столба жидкости в лифтовой колонне и связанным с этим ростом забойного давления и уменьшением воронки депрессии;
- б) необходимостью дополнительных коммуникаций для сбора обводненной нефти;
- в) увеличением затрат на обезвоживание добытой нефти.

Исходя из перечисленных факторов, становится очевидным, что разработка методики для определения путей обводнения нефти и изучение структуры обводненного лифта являются актуальными задачами, если учесть, что при заводнении неоднородных горизонтов типа Д, Ромашкинского месторождения период водной эксплуатации скважин будет значительно большим, чем безводный. Однако не следует забывать, что одной из основных задач остается продление безводного периода эксплуатации.

§ 15. Определение мест притока воды на забой скважин

В § 15 том III. были описаны конструкции и особенности работы прибора для определения объемных соотношений воды и нефти в потоке. Там же дана кривая распределения диэлектрической проницаемости на забое и по стволу безводной скважины № 1735. На рис.22 нижняя часть этой кривой от искусственного забоя до воронки на лифтовой колонке нанесена в пересчитанном виде. Масштаб кривой увеличен для того, чтобы более четко показать переходные участки. В связи с этим центральная часть графика (от 5 до 95 %) опущена как однородная. Распределение воды и структуры обводненного лифта выше воронки было рассмотрено в III томе настоящей работы.

Анализ приведенной на рис.22 кривой показывает, что даже при полном отсутствии воды в добываемой нефти зумпф скважины заполнен водой, причем у нижних отверстий притока имеется четкая граница раздела между водой и нефтью. В этом нет ничего неожиданного. Вода в застойной части скважины может оставаться после бурения или ремонта. Даже если допустить, что перед пуском скважина была промыта нефтью, то постепенно, за счет оседания отдельных глобул воды, небольшая примесь которых всегда имеется в пластовой нефти, зумпф все равно заполнится минерализованной водой. Высота границы раздела между жидкостями не будет зависеть от режима работы скважин, если только не будет происходить увеличение $h_{эфф}$ в сторону больших глубин или не появится приток воды.

Величина диэлектрической постоянной жидкости, заполняющей зумпф, колеблется в значительных пределах. Как уже отмечалось, это обусловлено, по-

ΓΛΑΒΑ IV

ОБВОДНЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН

§ 14. Пути обводнения скважин

Одним из основных видов осложнений в работе эксплуатационной скважины является ее обводнение. Для скважин Ромашкинского месторождения, расположенных как на сухой, так и на водоплавающей части залежи, возможны пять принципиально различных путей появления воды в добываемой нефти:

Подтекание воды из верхних водоносных горизонтов через места нарушения герметичности обсадной колонны. В этом случае смешение воды с нефтью происходит у верхних отверстий фильтра или у воронки на лифтовой колонне. Прорыв подошвенной воды из нижних водоносных или частично обводненных пластов при некачественном цементатже хвостовика обсадной колонны. Существует несколько каналов движения такой воды:

а) путем промыва глинистой корки, оставшейся от бурового раствора между породами и цементным кольцом;

б) по трещинам в самом цементном кольце;

в) между внешней стенкой обсадной колонны и цементным кольцом. Во всех случаях наиболее вероятным местом поступления воды являются нижние отверстия перфорации обсадной колонны.

Подтягивание конуса подошвенной воды до нижних отверстий перфорации за счет вертикального градиента давления и вертикальной проницаемости коллектора.

Возможно поступление из коллектора погребенной или реликтовой воды, заполняющей вместе с нефтью поры продуктивного горизонта. Наиболее вероятно, что поступление воды и нефти при неизменном режиме идет равномерно по всему периметру притока.

Наконец, обводнение нефти может происходить за счет прихода наиболее подвижных участков ФНВ от нагнетательных скважин. В этом случае обводняется, как правило, небольшой интервал по мощности пласта, образуя промытый участок, который может быть расположен в любом месте продуктивного горизонта.

Из перечисленных путей первые два являются дефектами конструкции и по возможности устраняются при капитальном ремонте скважин. Последние три относятся к особенностям разработки пластов и требуют иного подхода

πυαξῶδες, ὃ νθίζνθε δβῦ λεζῦς οξχσθ οξλνξρσώ νθζε спξβν BNK. Εξλθχσελόνξι ξρξαεννξρσώ μξζεξ, οξζῦλσι, ρλσζθςό ρλθ νθε ολῦρςῦ «α» ρ νθζνvei οὔχκξι ολῦρςξβ. Ξδνῦκξ θ ζῦκξε πῦροξλξζενθε σζε βρσπεχῦλξρό β ρκβῦζνθε Ή 503. Νῦδξ ρκῦηῦςό, χςξ ὑςθ δβε ρκβῦζνῦ Ή 503 θ Ή 1737 πῦροξλξζενῦ δπσγ οπξςθβ δπσγῦ νῦ πῦρρςξ νθθ 1200 μερςπξ θ , βξημξζνξ, οξςξμσ θμεώς ρυξδνξε ρςπξενθε οπξςοκςθβνξγξ γξπθηξνῦ. Οξ κῦπξςῦζνξ δθῦγῦμμε βθδνξ, χςξ ολῦρς «α» ρλξξεν θη μενεε οπξνθῦεμῦ κξλλεκςξπξβ, χεμ π δξμ ρ νθμ πῦροξλξζεννῦ ολῦρς «β». Εν θμεεξ δβσχλεννξε ρςπξενθε, ὑῦπῦκςεπνξε δλ οπξολῦρςκῦ «α» β θησχῦεμξμ πῦιξνε.

Αλῦγξδῦπ ζξμσ, χςξ ολῦρς «β» βρκπῦς ξγῦνθχεννῦ χθρλξμ ξςβεπρςθι ζξλόκξ β ρῦμξ κπξβελόνξι χῦρςθ, οπςςξκ νετςθ θδεξ οξδ αξλόνημ νῦοξπξμ, ρθλόνξ ηῦςπσδν θημεπενθ . Βρεγξ νῦ μερπ βῦψε ὑςξι ηξνῦ χῦρςό νετςθ θ βξδῦ οξγλξωῶεσρ οπξολῦρςκξμ «α» ρνῦχῦλ ρβξθμ νθζνθμ, ὃ οξςξμ βεπυνθμ θνςεπῦλξμ. Οεπερςξκσ β ὑςξμ πῦιξνε β ηνῦχθσελόνξι μεπε ροξρξρςβρσες ζξς τῦκς, χςξ ρκβῦζνῦ Ή 1843, πῦροξλξζεννῦ βξ βςξπξμ π δσ ηῦ ρκβῦζνῦ Ή 1737, θ ρκβῦζνῦ Ή 1945 θ Ή 1946, πῦροξλξζεννῦ β ρςεξοεμ π δσ, ξςαθῦῶς νετςό ξξλόκξ θη οπξολῦρςκῦ «α» ρθλόνξ ρνθῦ ζεμ ρῦμῦμ εγξ ολῦρςξβξε δῦβλενθε. Ρξρεδν ρ νει ρκβῦζνῦ Ή 1842, οεπξεπθπξξῦννῦ ζξλόκξ οπξςθβ ολῦρςῦ «β», δλθσελόνξε βπεμ οπξρςῦθῦεξ β κῦοθςῦλόνξμ πεμξνξε θ σμενῶπῦες ζεμ ρῦμῦμ ξαωθι ξςαξπ νετςθ θη νεγξ.

Βοξλνε ξχεβθδνξ, χςξ οπθ ξρςῦνξβκε ρκβῦζνῦ πῦηνξρςό δῦβλενθι μεξδσ οπξολῦρςκῦμθ σβελθχθῦεσρ εωε αξλόψε, ρςθμσλθπσ θνςενρθβνξρςό οεπερςξκξβ. Βρε ὑςξ, νερξμενενξ, β ηνῦχθσελόνξι μεπε θρκῦηθς κπθβσῶ βξρρςῦνξβλενθ δῦβλενθ .

Κπξμε οεπερςξκξβ μεξδσ οπξολῦρςκῦμθ, νῦ βελθχθσ δῦβλενθ νῦ ηῦαξε ξκῦηῦῶς βλθ νθε θ οπξφερρῦ, οπξθρῦξδ ωθε β λθτςε. Οπθ ηῦκῦςθθ αστεπνξι ηῦδθζκθ β λθτςξβξι κξλξνε ρκξπξρςό οῦδῦες δξ νσλ , νῦχνῦεσρ ρεοῦῦφθ γῦῦθ θ ξαπῦηξῦνθε γῦηξβξι ψῦοκθ β εε βεπυνει χῦρςθ. Βρολῦῦ νῦ γῦνθφσ πῦηδελῦ τῦη, γῦηξῦε οσηῦπόκθ λξοῦῶσρ θ ξςδῦῶς οπθ ὑςξμ χῦρςό ρβξεγξ θηαῦςξχνξγξ δῦβλενθ , ρσωερςβξῦβψεγξ σ νθ ηῦ ρχες κπθβθηνῦ τξπῦθ ρθλ οξβεπυνξρςνξγξ νῦς ζενθ . Βρλεδρςβθε ὑςξγξ δῦβλενθε β γῦηξβξι ψῦοκε σβελθχθῦεσρ , χςξ οπθβξδθς, β ξαωεμ, κ βξηνθκνξβενθῶ οεπερςξκξβ μεξδσ λθτςξβξι κξλξννξι θ ηῦςπσανῦμ οπξρςῦνρςβξμ. έκροεπθμενςῦλόνξ ζῦκθε οεπερςξκθ αῦλθ ηῦτθκρθπξῦνῦ νῦ ρκβῦζνθε Ή 1734. Ρ ὑςξι φελόῶ δεαθςξμεп αῦλ ξρςῦβλεν β λθτςξβξι ρσπαι νῦ πῦρρςξ νθθ 10 μ ξς βξπξκθ, ζξ еρςό σ εε νθςνεγξ κξνφῦ; αῦλῦ θημεπενῦ ρκξπξρςό οξςξκῦ, οξρλε χεγξ ρκβῦζνθσ ηῦκῦλθ. Χεπεη νερξξλόκξ ρεκσνδ ρκξπξρςό σοῦλῦ δξ νσλ , ηῦςεμ οξςξκ ρμενθλ νῦοῦβλενθε θ νῦχῦλξρό ξαπῦνξε δβθζενθε νετςθ θη λθτςῦ νῦ ηῦαξι ρκβῦζνῦ. Μῦκρθμῦλόνῦ ρκξπξρςό ξαπῦςνξγξ οξςξκῦ νῦαλῶδῦλῦρ χεπεη δβε μθνςῦ, οξςξμ νῦχῦλρ οπξφερρ μεδλεννξγξ σμενῶπενθ οεπερςξκῦ. Νῦαλῶδῦεμῦ κπθβῦ οπεδρςῦβλενῦ νῦ πθρ.21. Νῦ ὑςξμ ζε πθρσнке оσнкςθπξμ σκῦῦῦν δπσγῦι ρθο κπθβξι, νῦαλῶδῦβψειρ β ρκβῦζνῦ ρ βῦρξκθμ αστεπνῦμ δῦβλενθεμ θ μῦλξι ξαιεμνξι γῦηξνῦρῶεννξρςόῶ οξςξκῦ. Οπθ ξρςῦνξβκε ρκβῦζνῦ β ὑςξμ ρλσχῦε νῦαλῶδῦεσρ οπξρςξ οξρςεοεννξε σμενῶπενθε ρκξπξρςθ οξςξκῦ аеη ρμενῦ ηνῦκῦ. Οξ-βθδθμξμσ, β ηῦβθρθμξρςθ ξς βελθχθνῦ βξπξκθ деоπερρθθ νῦ ηῦαξε θ αστεπνξγξ δῦβλενθ πῦηλχ

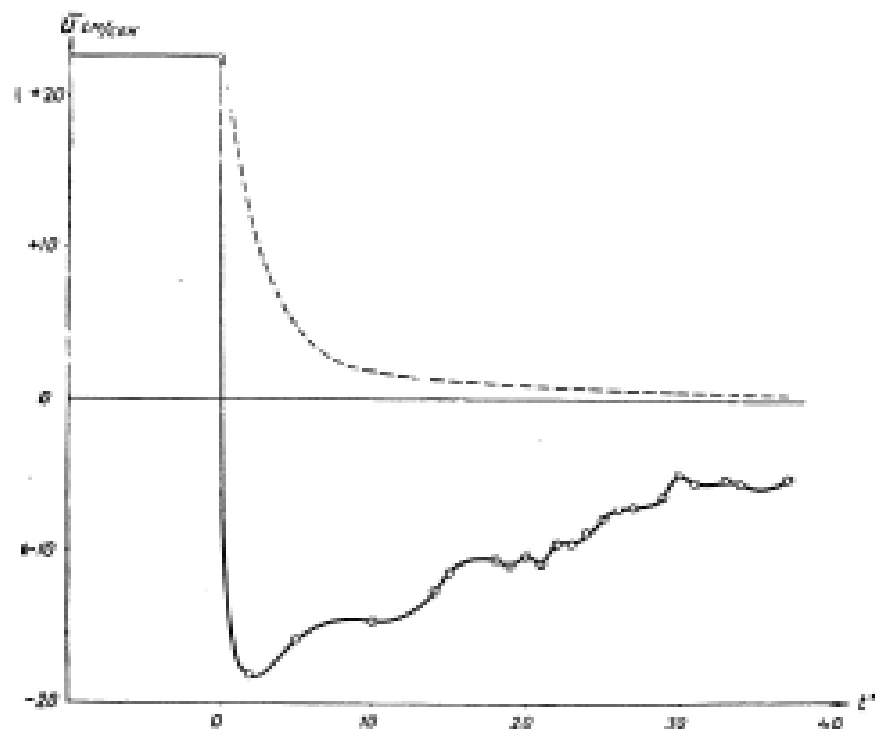


рис.21. Кривые характеризующие направление и интенсивность движения нефти в нижней части лифтовой колонны при остановке скважины за счет процессов, происходящих в лифте.

2. Подлежит экспериментальному определению влияние на структуру и подвижность аномального слоя таких факторов, как абсолютное значение давления и температуры в пласте, а также и величины напора, под действием которого происходит перемещение нефти по поровым каналам.

3. Все еще остается открытым вопрос термодинамической связи давления и температуры в пласте в процессе эксплуатации. Если температура пластовой нефти падает одновременно с пластовым давлением, то, учитывая необратимость процесса уплотнения аномального слоя, встает вопрос о разработке месторождения в течение всего периода в условиях, не хуже начальных, т.е. при $P_{пл.} = P_0$ и $T_{пл.} = T_0$.

4. Интересен вопрос поведения аномального слоя нефти и его влияние на проницаемость коллектора при снижении давления в призабойной зоне ниже давления насыщения.

5. Наконец, необходимо уточнить также механизм взаимодействия аномального слоя с ФНВ для пород, нефти и воды, имеющих на данном месторождении.

Заканчивая настоящий параграф, следует отметить, что для повышения нефтеотдачи в зоне отбора нефти по обоим разобранным параметрам h_z и h_0 требуется увеличение воронки депрессии на забое эксплуатационной скважины. Этого можно достигнуть как за счет повышения пластового, так и снижения забойного давления. С увеличением градиента растет величина эффективной мощности пласта и утоньшается аномальный слой нефти на твердой поверхности.

Возможно, что в условиях анизотропных пластов это может привести к образованию языков обводнения в плане месторождения и к соответствующему уменьшению коэффициента охвата в плоскости XY, то есть h_{xy} . Однако это положение еще нуждается в уточнении. Некоторые рекомендации будут даны в главе XI при анализе экспериментального участка. Здесь же можно указать на то, что нефть, оставшаяся в образовавшихся целиках, может быть извлечена затем при дополнительном разбуривании, и, таким образом, не потеряна. Оставление же части нефти по вертикали пластов при интенсивном их заводнении и охлаждении потребует каких-то новых видов вторичной добычи нефти, об экономических затратах на которые пока трудно судить.

и несколько заниженные, но все же начальные содержания некоторых полярных компонент нефти в первые годы его разработки (см. таблицу 3).

№ скважины	Площадь	№ скважины	Год отбора	Глубина отбора	Плотность (гр./см ³)	Вязкость (сантималя)	Кислотность № КОН на 1 г нефти	содержание в %			
								с смолами	с парафинами	с асфальтенами	с другими
1	Ю-Ромашкинская	10	1949-1951	Устье	0,874	3,5	0,063	49-44	3,9	1,8	6
2	Миннибаевская	2	1950	"	0,861	3,4	0,059	46	3,5	1,5	5
3	Абдрахмановская	23	1950	1590	0,875	2,9	0,057	48	3,8	1,5	5

Из приведенной таблицы нетрудно видеть, что на первом этапе опытной эксплуатации нефти различных площадей Ромашкинского месторождения почти совпадали по своему составу и содержали до 50 % таких соединений, как смолы. Если учесть, что кроме смол в нефти содержатся и другие полярные молекулы, то Ромашкинскую нефть следует рассматривать в целом скорее как полярную жидкость, а не наоборот. Эти начальные данные, дополненные другими подобными исследованиями, проведенными в первые годы жизни Ромашкинского месторождения, позволяет при последующей работе сравнивать состав нефти на текущем этапе с первоначальным и анализировать тем самым эффективность мероприятий по увеличению нефтеотдачи пластов.

В тексте книги, в таблице 145 Е.А. Робинзон отмечает тенденцию к снижению содержания смол и парафина по годам отбора и предположительно связывает это с падением пластового давления. Возможно, что не все количественные данные являются достаточно достоверными, но общая картина в принципе, по-видимому, соответствует действительности.

Повышение нефтеотдачи пластов является одной из важнейших задач разработки нефтяного месторождения, поэтому исследование поведения концентрации полярных компонент, в зависимости от условий эксплуатации, и выработка соответствующей методики контроля являются одним из самых актуальных вопросов в развитии науки о нефти. На этом пути пока еще много неясного:

1. Необходимо установить, какие полярные компоненты нефти наиболее чутко отзываются на изменение условий фильтрации жидкости в пласте при его эксплуатации, и разработать простую и эффективную методику их определения. Предположительно это могут быть нефтяные кислоты, смолы, асфальтены, металло-порфириновые соединения, фенолы, соединения, относящиеся к классу свободных радикалов и т.п.

νύε ρκβύζθννύ ασδςς θμεζό πύηλθχνύε κπθβύε, νξ τξπμύ θυ ασδες λεζύςο γδε-ςξ μεζδς κπθβύμθ, опθβεδεννύμθ νύ πθρ.21.

Οεπβξε ηύμεχύνθε οξ ύςξμς οξβξδς οξ βθλθρό θ β λθςεπύςςπε. Βρε опθβεδεννύε δύννύε νε θρχεπύβύώς τύκςξπξβ, βλθ ώωθυ νύ τξπμς κπθβξι βξρρςύνξβленθ δύβленθ . Ερςό бρε ξρνξβύνθ οξλύγύςό, χςξ πύδθςр κςνςспύ οθςύνθ ζύκζε πύηλθχεν νε ζξλόκξ δλ опξολύρςκξβ, νξ θ δλ ξςδελόννυ еγξ χύρςει, θημεν ρό β ηνύχθςελόνнυ опеделънυ. Βρε ύςξ ϑεαςες ροεφθύλόνξγξ θρρλεδξβύνθ θ ββεδενθ ρξξςβесрςβώωθυ οξοπύβξκ β τξπμςλύ β ρλςχύε опθμεненθ ύςξγξ μεςξδύ δλ νεξδνξπξδнνύ олύρςξβ. Δλ νεркξλόκθυ опξολύρςκξβ, ξαίεδθненнυ еδθнм тθλόςπξμ, ύςξς μεςξδ, βепξ ϑνξ, βξξωе νεопθμεнθμ. Кπθβύε βξρρςύνξβленθ νεξαυξδθμξ ρнθмύςό δλ κύξδξγξ опξολύρςκύ ξςδελόνξ.

§ 13. Νετςεξςδύχύ олύρςξβ, ηύοξλненнυ νεξδνξπξδнνύ ζθδκξρςό

Δύλόνειψеε πύηθςθе νεтς νξи опξμύψленνξρςθ θ срξβепνενρςβξβύνθε πύηпύαξςκθ меρςξπξδнνθи ϑеаςώς οξρςеоеннξγξ оеπυξδύ ξς θνςегπύλόνнυ оупύμεпξβ ρκβύζθν β фелξμ κ δθттепенфθύλόνнм υпύткςепθρςθκύм опξδςκςθβнνξγξ γξπθηξνςύ, οξ дýβленθó, ϑемоепύςςπε, опξδςκςθβнνξρςθ, ξαβξδненнξρςθ θ ϑ.ο.

Οπξтθλθ опθेमθρςξρςθ θ ξςαξπύ βλ ώςρ ξρνξβύνμθ θνδθкύςξпύм пύαξςу олύρςξβ. Β опеδýδςωе γλύβε αýλ ββεδεν βепςθкýλόνн кξýттθφенς ξυβύςу олύρςξβ

$$y^* = \frac{h_{\phi\phi}^v}{h^v}$$

В нагнетательных скважинах он может быть использован для контроля за текущей и за конечной нефтеотдачей. В эксплуатационных скважинах, как уже отмечалось, положение несколько осложняется. Коэффициент охвата

$$y^* = \frac{h_{\phi\phi}^o}{h^o}$$

пластов выработкой

(1.10)

отражает текущее состояние движения воды и нефти по пластам, подсчет же конечной нефтеотдачи ориентировочно можно вести по коэффициенту охвата, в котором для эксплуатационной скважины стоит не $h_{\phi\phi}^o$, а размер обводнившейся части горизонта по мощности $h_{обв}$. Максимальное значение текущего коэффициента охвата способствует получению наибольшего значения конечной нефтеотдачи. При наличии ярко выраженных языков прорыва воды подсчет может несколько усложниться.

Все вышеприведенные рассуждения относились к третьей компоненте общего коэффициента нефтеотдачи – коэффициенту охвата по вертикали h_z . Естественно, что каждая компонента играет роль в достижении общей максимальной величины

произведения (1-7). За последние годы у нас и за рубежом уделяется большое внимание первой компоненте h_o . Применение вторичных методов добычи позволило повысить значение h_o от 0,2 – 0,3 до 0,7 – 0,9. Для более полного извлечения нефти из недр ведутся работы по ее вытеснению различными агентами: сжатыми или сжиженными нефтяными газами, сухим газом высокого давления, различного вида растворителями с созданием промежуточного слоя, карбонатной водой и водой с добавкой других поверхностно-активных веществ, сжиганием части нефти в пласте, различными термическими методами и т.п. Однако все это делается, как правило, после того, как первичными методами из пластов добыта наиболее подвижная часть нефти. В Советском Союзе при плановом ведении народного хозяйства впервые стали применяться методы повышения нефтеотдачи с самого начала разработки месторождения.

В связи с этим очень остро встает вопрос разработки методики контроля за нефтеотдачей непосредственно в ходе разработки месторождения в зависимости от режима эксплуатации скважин и пластов. Несложные рассуждения приводят к тому, что одним из параметров, с помощью которого можно систематически вести контроль в промысловых условиях, является химический состав добываемой нефти. Необходимо лишь найти его связь с текущей нефтеотдачей пластов.

Εκξανησελόνυι υμθηκερκθι ρξρςβ νετςθ δξ κξνφ νε θησχεν θη-ηβ ρλψκξμ αξλόψξγξ νθαξπ πñλθχνñ ρξρςβñνñ χñρςει. Β ηβθρθμξρςθ ξς οξρςβλennξ ηβδñχθ πñλθχνñε θρρλεδξβñσελθ πñηαθβñς νετςό νñ σε θλθ θñνñ γπσοοñ θλθ τπκφθθ, οξ σεμ θλθ θñνñ ρβξιρςβñμ. Ρ ςξκθ ηπενθ βñπñαξκθ κπθσεπθ νετςεξδñχθ, πñφθξñνλόνee βρεγξ πñηαθςό νετςό νñ δβε χñρςθ – οξλ πñσώ θ νεοξλ πñσώ. Β οεπβσώ γπσοοσ ασδςς βñδδθςό σε ρξεδθñενθ, κξςξπñε, αλñγξδñπ ξρξαεννξρς μ ρςπςκςσπñ μξλεκσλ, ξαλñδñς οξρςξ νñμñ υλεκςπθκερκθμ δθοξλόνñμ μξμενςξμ. Κ νθμ, κñκ σςε ξςμεχñλξρό, ασδςς ξςνξρθςόρ ξπγñνθκερκθε κθρλξςñ, тенξλñ, ρμξλñ, ÷ρτñλόςενñ θ πñλθχνñε ρξεδθñενθ, ρξδεπξñωθε ÷ηξς, ρεπς, κθρλξπξδ θ μεςñλλñ οεπευξδñξι γπσοοñ σελεññ. Νe ςπσδñξ βθδεςό, χςξ β ξρñξβñξμ ÷ςξ νñθαξλεε βñρξκξμξλεκσλ πñνñ κξμοξñενςñ νετςθ, ξαλñδñωθε θ νñθαξλεε ρλξññμ ρςπξενθεμ. Β ρβξαξδñξμ ρξρςξ νθθ βρε ÷ςθ κξμοξñενςñ πñβñξμεπñξ πñροπεδελεñνñ οξ ξαñεμς, οξñςξμς νετςό οπεδρςñβλ eς ρξαξι ζθδκξρςό, κξςξπñ υñπκςεπθησερ ξοπεδελεñνñμ σρπεδñεννñμθ (θñσεγπñλόνñμθ) οñπñμεςπñμθ: β ηκξρςόώ, δθñλεκςπθκερκξι οξρςξ νññι, μñγñνςññι οπξñνφñεμξρςόώ, δñβλενθεμ νñρñωενθ θ ς.ο., ηβθρ ωθμθ ξς δñβλενθ θ σεμoeπñςσπñ.

Β οπθξδñξμ κξλλεκςξπε, κξγδñ νετςό πñημεωενñ β μκκξρκξοθκερκθñ οξπññ θ οξπξβññ κñνñλññ οπξδςκςθβññγξ γξπθηξñςñ ρ χπηνβñχññξ ρθλόνξ πñηθςξξι οξβεπñνξρςόώ, θμεες μερςξ βññμξδειρςβθe μεξδς νετςόώ θ γξπññμθ οξπξδñμθ ρ ξαπñηξβññθεμ ÷ñξμñλόνññ οεπευξδññ ρλξεβ.

eξπθ ÷ñξμñλόνññ ρλξεβ σ ςβεπδξι οξβεπñνξρςθ πñηθβñβξρς β ςπσδññ ï.N. Τπςμκθññ, Ο.ï. Πααθñδεπñ, Α.Β. Δεπ γθññ, Μ.Μ. Κσρñκξβñ θ δπ. Β νñρςξ ωee βπεμ

В последующем некоторые сведения по затрагиваемому вопросу были даны в книге Е.А.Робинзон, которая отмечает разницу в концентрации смол и парафина в пробах, отобранных из одних и тех же скважин, но в разные годы. Нефти раннего отбора 1949 – 1950 гг. содержат значительно больше смол и парафина чем более поздние. К сожалению, этот громадный экспериментальный материал, накопленный за многие годы напряженного и кропотливого труда, в значительной мере обесценен некачественным отбором проб нефти. Как указывает сама Е.А.Робинзон, нефть для исследований в большинстве случаев бралась из устьев фонтанирующих скважин, то есть после того, как она прошла частичное разгазирование и охлаждение в стволе лифтовой колонны, оставив часть своего высокомолекулярного состава на стенках труб в виде смолопарафиновых отложений.

Поскольку установлено, что интенсивность процесса образования смолопарафиновых отложений на стенках лифтовой колонны зависит от температурного режима скважины, ее дебита, забойного и буферного давления и еще от многих факторов, становится очевидным, что отбор пробы из устьев скважин для анализа химического и фракционного составов нефти может привести к погрешностям.

На практике нетрудно убедиться, что в скважинах часть смол и парафина остается на стенках лифтовых труб и выносится оттуда лишь периодически при чистке их скребком.

Если вышеприведенные рассуждения окажутся справедливыми, то и состав глубинных проб нефти, отбираемых с забоя скважины, будет зависеть в какой-то степени от режима работы призабойной части пласта. Однако этот вопрос требует еще своего уточнения. Во всяком случае, при прочих равных условиях

В отношении общей массы исследованных образцов в книге Е.А.Робинзон есть иногда не совсем ясные указания на глубину отбора проб. Такое указание, например, имеется для скважины № 23 Абдрахмановской площади: в 1950 г. – 1587 – 1595 м и в 1951 г. – 1749-1756 м. Все это заставляет осторожно отнестись к результатам анализа и, особенно к сравнению получаемых результатов. Однако, за неимением более достоверных данных, можно все же отметить, что в составе отобранных проб в этом случае, как и во многих других, имеется значительная разница по годам. Так, например, в нефти, отобранной из этой скважины в 1950 г., содержание 48 % сернокислотных смол и 3,8 % парафина (при определении с деструкцией). Проба же, взятая в 1951 г., содержала лишь 30 % смол и 2,7 % парафина. Если эти цифры соответствуют действительности, то вместе с падением пластового давления на Абдрахмановской площади резко изменилась и нефтеотдача пластов. Это явление, как видно, сопровождается изменением химического состава нефти.

Несмотря на отмеченные недостатки, большое количество анализов нефти

Общеизвестно, что на периферии нефтяных месторождений в местах контакта нефти с подошвенной водой наблюдается повышенная концентрация высокомолекулярных компонент и утяжеление нефтей. В качестве наиболее вероятной причины выдвигается окисление нефти водой и растворение в воде части легких, в основном, газообразных компонент. Не отрицая этой причины, можно выдвинуть еще один возможный механизм, связанный с разрушением и выносом из пор аномального слоя при заполнении части коллектора водой или продвижением линии ВНК. В этом случае пограничные с водой слои будут также обогащены полярными компонентами, но не за счет окисления нефти, а за счет их перераспределения между кровельной и подошвенной частями пласта или между возвышенной и наиболее низкой частью месторождения.

Пластовое давление за прошедший период эксплуатации претерпело значительные изменения. С 1948 г. по 1956-58 гг. шло неуклонное повсеместное падение пластовой энергии, темп которого зависел от степени отбираемой пластовой жидкости. С начала нагнетания воды в пласт началось замедление темпа падения давления в продуктивном горизонте, а затем и некоторый его подъем. В настоящее время почти на всех площадях пластовое давление лишь на 10-20 % ниже начального значения.

Впервые с фактом изменения химического состава нефти в зависимости от условий эксплуатации автор столкнулся в 1959 г. Было замечено, что через несколько дней после перевода скважины № 503 на периодическую работу со сменой режимов нагнетания и самоизлива, в отдаваемой пластом жидкости появляется нефть, причем процентное содержание ее в воде постепенно растет. Однако нефть эта даже по внешнему виду, без химического анализа, отличается

Ξωοθνύ ύνζμύλονζγύ ρλζ ήύθθρθζ ζς βελθθνύ θοοζώνον μζμενζβ όπζς θ όζλ πνύ κζμοζνενς νετςθ, ζς θυ ρςπκςςπύ, ύ ζύκζε ζς βνεπνθυ ορλζβθι, κ κζςζπύ μ β οεπβώ ζγεπεδό νύδε ζςνερςθ ζμοεπύςςς.

Ρθλόνζ πῆρθζϋ οξβεπυνξρςό οξπθρξζγξ ρκελεζϋ νετς νξγξ κξλλεκςζπϋ θ βῆρξκϋ κςνφνεςπϋφθ οξλ πνϋν κξμοξνενης β ολϋρςξβξι νετςθ ροξρξαρςβςώς σδεπζθβϋνθώ β οξπϋν αξλόνξγξ κξλθχερςβϋ νετςθ, νερμξςπ νϋ βῆρξκθε ηνϋχενθ οπθλξςεννϋ γπϋδθενξβ δϋβλενθ . Βοξλε οξν ςνξ, χςξ χεμ μενόψε οξπϋ κξλλεκςζπϋ, χεμ μενόψε ενξ οπξνθφῆμερςό, ςεμ αξλόνφε ηνϋχενθε ασδςς θμερς ἑνξμύλόνϋε ρλξθ οπθ δξαῖχε νετςθ. Κξνκπεςνῖ ρξρςϋβ μξλεκςλ, βυξδ ωθβ ρξρςϋβ δβξινξγξ ὑλεκςπθχερκξγξ ρλξ δλ νετςθ Πξμϋψκθνρκξγξ μερςξπξζδεनθ , νεθηβερςεν, νξ ερςό βρε ξρνξβϋνθ οπεδοξλϋῆρςό, χςξ β νεγξ βυξδ ς ρμξλϋ θ ὑρτϋλόςενϋ.

А.) Пробная эксплуатация месторождения: $P_{пл.} \approx P_0, T_{пл.} = T_0$. Если отбросить возможность изменения этих условий после образования месторождения, то это, по-видимому, самые благоприятные условия для добычи, так как именно при подобных параметрах происходила естественная миграция пластовой жидкости

и начальное заполнение коллектора-ловушки нефтью. В данную часть залежи пришла только та часть нефти, которая сохранила подвижность при данных термодинамических условиях. Толщина аномального слоя минимальна, а снос его диффузной части зависит лишь от градиента давления и вызванной им скорости перемещения нефти по поровым каналам.

Если только скважина искусственно не зажата, то в этот период пробной эксплуатации при высоких дебитах в добываемой нефти содержится наибольшее количество полярных компонент. Извлекаемая нефть по своему составу наиболее близко подходит к пластовой жидкости, а нефтеотдача коллектора приближается к максимальной.

Б.) Начальный этап промышленной разработки: $P_{пл.} < P_{г.} T_{пл.} > < T_0$ – это период постепенного накопления небольших количественных изменений в строении аномального слоя на поверхности пор. Общее падение пластового давления приводит к уменьшению величины воронок депрессии на забоях эксплуатационных скважин. Падает скорость фильтрации пластовой жидкости, а с ней и дебит. Это приводит к тому, что все меньшая и меньшая часть диффузной атмосферы двойного электрического слоя сносится потоком. Нефть сохраняет подвижность лишь в широких поровых каналах и в центральных частях пор. Постепенно из эксплуатации выключаются наиболее слабопроницаемые участки коллектора, а в более проницаемых частях увеличивается толщина аномального слоя.

В зависимости от состава нефти и свойств окружающих горных пород, температура пластовой жидкости может в этот период вести себя по-разному. Каким бы сложным ни было термодинамическое уравнение, связывающее между собой давление и температуру пластовой жидкости, в первом приближении их изменения могут быть выражены линейной зависимостью типа $\Delta T = I \Delta P$, где I – интегральный коэффициент Джоуля-Томпсона. Величина этого коэффициента и знак могут меняться не только для нефти различных месторождений, но и для одной и той же нефти, но на разных этапах разработки. Температурный режим месторождения, а вместе с ним и свойства аномального слоя определяются термодинамическими параметрами самой жидкости и теплопроводностью окружающих пород. В зависимости от направления изменения температуры пласта нефтеотдача может увеличиваться или уменьшаться. В однородном по пористости и проницаемости коллекторе изменение нефтеотдачи при одном и том же перепаде давления было бы прямо пропорционально концентрации полярных компонент в добываемой нефти. В реальных случаях эта зависимость более сложна, так как с изменением температуры меняется вязкость нефти, и могут отключаться или, наоборот, подключаться те или иные участки коллектора с разной проницаемостью, а, следовательно, и с разной подвижностью нефти при имеющемся градиенте давления.

В.) Эксплуатация месторождения с режимом растворенного газа $P_{пл.} < P_{г.} T_{пл.} < T_0$. Давление в продуктивном горизонте упало ниже давления насыщения и

идет разгазирование пластовой жидкости. Движущей силой является не только перепад давления «пласт-забой» скважины, но и расширяющиеся пузырьки газа. В этот период в структуре аномального слоя происходят наибольшие изменения.

Выделение из нефти газа и наиболее легких углеводородных компонент в значительной мере способствует увеличению структурной вязкости пластовой жидкости, в том числе и аномального слоя на поверхности пор.

За счет выделения и последующего расширения газа падает температура жидкости, увеличивая и без того повышенную вязкость и снижая подвижность нефти.

Появление новой границы раздела фаз «газ-нефть» и трехфазной границы «газ-нефть-твердое тело» способствует дополнительной концентрации высокомолекулярных поверхностно-активных компонент на границе раздела фаз и усложнению структуры жидкости и аномального слоя.

Наконец, снижение температуры и растворяющей способности нефти за счет выхода из нее газа и наиболее легких углеводородов приводит к выпадению раствора твердой компоненты нефти – кристаллов парафина. Площадь твердой поверхности в порах еще более увеличивается. Вместе с этим растет и суммарный объем, занимаемый неподвижной частью аномального слоя. В порах пласта происходит процесс, аналогичный образованию асфальтено-смолопарафиновых отложений в лифтовых трубах при подъеме нефти из пласта на поверхность. Сечение поровых каналов постепенно уменьшается, идет затухание фильтрации. Вместе с газом пласт покидают лишь наиболее легкие и подвижные компоненты нефти.

Если излагаемый механизм справедлив, то в процессе эксплуатации таких

Г.) Интересны процессы, происходящие в местах контакта нефти с водой. По-видимому, возможны два случая:

Вода, заполняя поры, выносит из них лишь диффузную часть аномального слоя и оставляет нефтяную прослойку между водой и поверхностью порового скелета.

Происходит частичное разрушение аномального слоя до твердой поверхности с диспергированием капель нефти и воды. В том случае, когда в структуру аномального слоя входит гидратная пленочная прослойка из погребенной воды между породами и нефтью, задача разрыва аномального слоя облегчается. Этот случай вытеснения полярной нефти водой достаточно полно описан в книге Г.А. Бабаляна. Чтобы установить, какой тип вытеснения преобладает на данном месторождении и на данном этапе разработки, необходимо сравнить концентрацию полярных компонент в добываемой нефти, в безводной части пласта и в обводнившихся скважинах, если идет простое проникновение воды в поры пласта, концентрация полярных компонент должны оставаться без изменения. Во втором случае, если происходит разрушение и вынос аномального слоя, концентрация увеличится. (Имеются дан

ГЛАВА V

АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО УЧАСТКА НА РОМАШКИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

§ 18. Особенности геологического профиля вдоль нагнетательного ряда

В предыдущих главах были разобраны отдельные стороны работы нагнетательных и эксплуатационных скважин. На конкретных объектах изучены пути их обводнения и некоторые вопросы формирования фронта нагнетаемой воды. Выявлены особенности отбора жидкости из пласта и приведены данные о распределении температуры в призабойной зоне. Затронут также ряд других вопросов. В настоящем разделе делается попытка в объеме имеющегося фактического материала рассмотреть работу небольшого участка месторождения. Поставленная задача облегчается тем, что почти все исследованные скважины расположены вместе в юго-восточном углу Южно-Ромашкинской площади. Выкопировка плана этого участка и взаимное расположение скважин даны на рис.32.

С востока участок ограничен не разбуренной частью Южно-Ромашкинской площади, с юга – также не введенной еще в эксплуатацию Лениногорской площадью. Такое незаконченное оформление этого участка месторождения, когда он еще не разбурен окончательно, но уже введен в эксплуатацию, порождает определенные трудности в интерпретации опытных фактов. Но, с другой стороны, при этом вскрываются многие особенности, свойственные периферийным площадям на данном этапе разработки залежи. Кроме того, в дальнейшем на участке будут скважины различного возраста, начиная от таких, которые уже обводнились пресной водой, и, кончая теми, которые после бурения только будут вводиться в строй как для нагнетания воды, так и для отбора нефти. При этом в одном месте как бы совместятся различные этапы разработки, что очень удобно для изучения методики контроля и управления выработкой пластов.

Основное, что следует отметить при оценке участка в плане (плоскость XY), это крайне нерациональное использование энергии, нагнетаемой в пласт воды. Только половина ее используется для вытеснения нефти по направлению к первому эксплуатационному ряду. Для угловых скважин № 503 и особенно № 2097 эта величина снижается до еще меньших значений. Вторая половина воды расходуется на подъем давления на неразбуренной части площади и перемещение нефти за внешний контур нефтеносности.

бах и даже выше. Наличие отстойной воды маскирует места притока и не дает возможности определять их непосредственно по показаниям приборов. В таких условиях прибор четко отбивает лишь зоны поступления нефти на забой скважины (рис. 23-26). Действительно, средой, заполняющей пространство внутри обсадной колонны, в этом случае является вода. В нее через отверстия перфорации впрыскивается нефть.

Происходит местное изменение суммарной диэлектрической проницаемости среды, на которую и реагирует прибор. В том же случае, когда в воду поступает вода, никаких изменений в составе среды не происходит и показания емкостного датчика остаются неизменными. Лишь в частном случае, когда места притока нефти и воды пространственно разделены, можно зафиксировать поступление воды при наложении кривой притока, снятой дебитометром, на кривую объемного содержания воды. Если приток жидкости уже начался, а емкостный датчик все еще фиксирует только чистую воду, то можно утверждать, что одно из мест поступления нижней воды обнаружено. На практике такое разделение наблюдалось лишь у скважины № 1736 (рис. 17).

Обычно поступление воды идет через нижние отверстия перфорации одновременно с притоком нефти. Поэтому четкого разделения по изложенной методике произвести не удастся. На этом пути стоят и уже отмеченные трудности совмещения данных двух замеров по высоте. Для дальнейшей работы создается комбинированный прибор – дебитометр, совмещенный с датчиком объемного содержания воды. Он обеспечит абсолютное совмещение показаний по двум параметрам с одновременностью их замера.

Притока воды в верхней части маскируется различными процессами, происходящими водонефтяной эмульсии. Здесь разброс показаний прибора обычно настолько широк, что невозможно уверенно выделить изменения, которые происходят при небольшом притоке воды. Большие же поступления воды через кольцевое пространство между лифтовой и обсадной колонной в практике измерений пока не встречались. Об этом говорит тот факт, что у воронки при переходе потока из обсадной в лифтовую колонну всегда наблюдается скачок в повышении концентрации нефти в смеси, а не наоборот.

Однако это не гарантирует того, что в будущем, при широком размахе исследований обводненности скважин, не могут встретиться и обратные случаи, когда у воронки будет происходить местное повышение объемного содержания воды в нефти и ступенька на кривой изменит свой знак.

Для хотя бы приблизительного уточнения места притока при наличии на забое отстойной воды в отсутствие комбинированного прибора было испытано несколько методов:

1. Изменение режима работы скважин. В этом случае легко определяется продуктивность скважины по воде и нефти. На рис.23 приведены две кривые

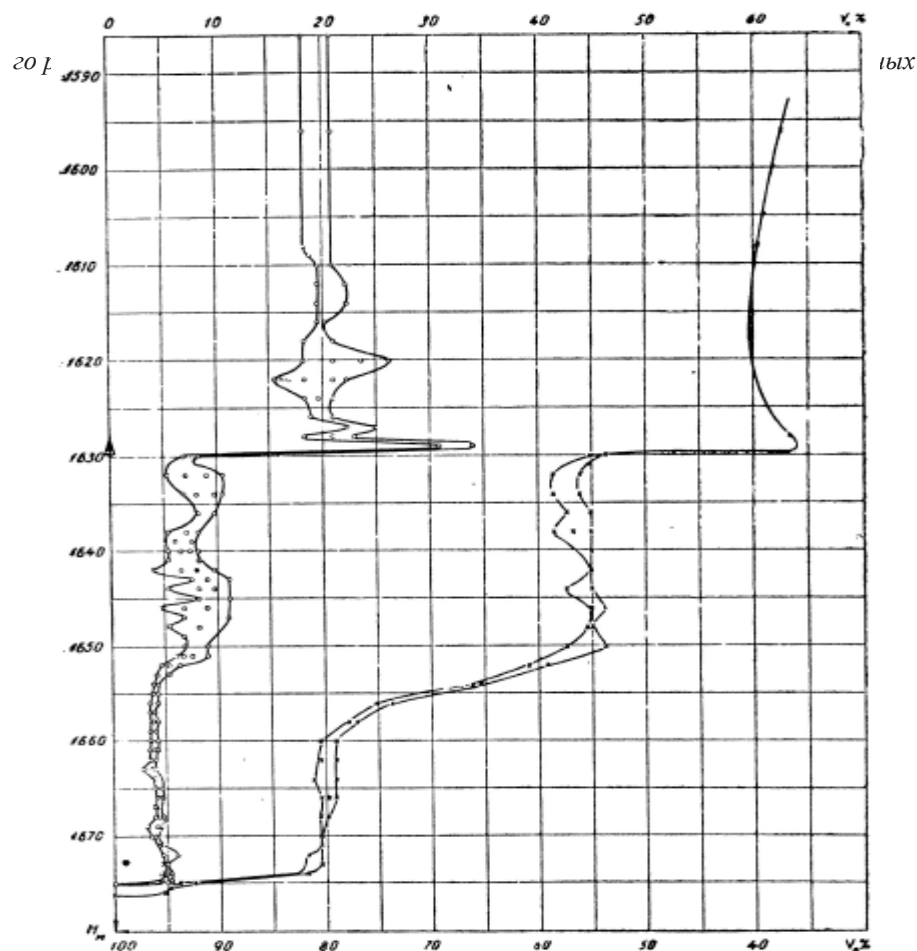


рис.23. Распределение процентного соотношения воды и нефти на забое скважины № 1734 при двух различных режимах работы

го распределения нефти и воды на забое скважины № 1734 для двух различных режимов работы.

Левое распределение соответствует плановому режиму с $Q=45$ м³/с. Правая кривая снята при почти втрое большем дебите. В соответствии с этим процентное содержание нефти в лифте возросло с 20 до 60 %. Это говорит о том, что поступление воды в скважину ограничено и увеличение воронки депрессии приводит лишь к росту притока нефти, а не воды. Рост дебита благотворно

ническая перекачка под давлением. Затраты энергии в этом варианте будут несколько меньшими, чем при подъеме на дневную поверхность.

Осложняющим фактором является лишь необходимость в автоматике с датчиком на забое скважины. Регулирование перетока воды в пласты D_{III} , D_{IV} и D_{V} может производиться с помощью пакера и забойного штуцера, отделяющего нижние водоносные пласты от эксплуатационного горизонта. Более тонкая настройка возможна за счет изменения отбора нефти на поверхности. Автоматика и датчик могут быть как следящего, так и дискретного действия, реагирующие либо на появление воды в потоке нефти, идущем вверх, либо на наличие нефти в воде, перекачиваемой вниз.

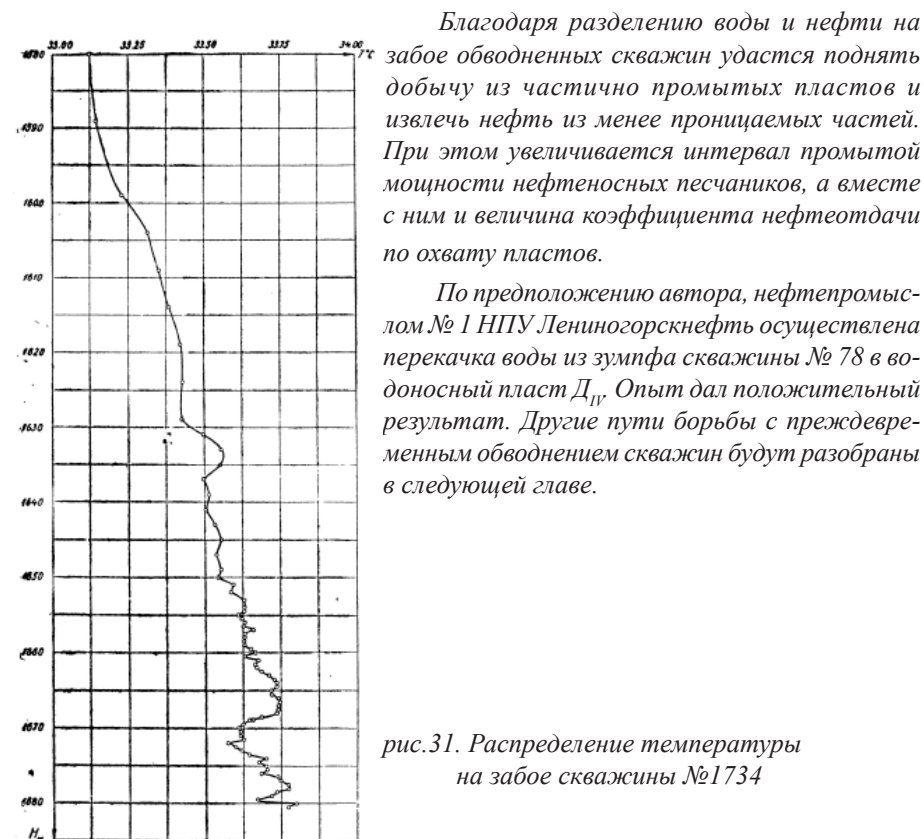


рис.31. Распределение температуры на забое скважины №1734

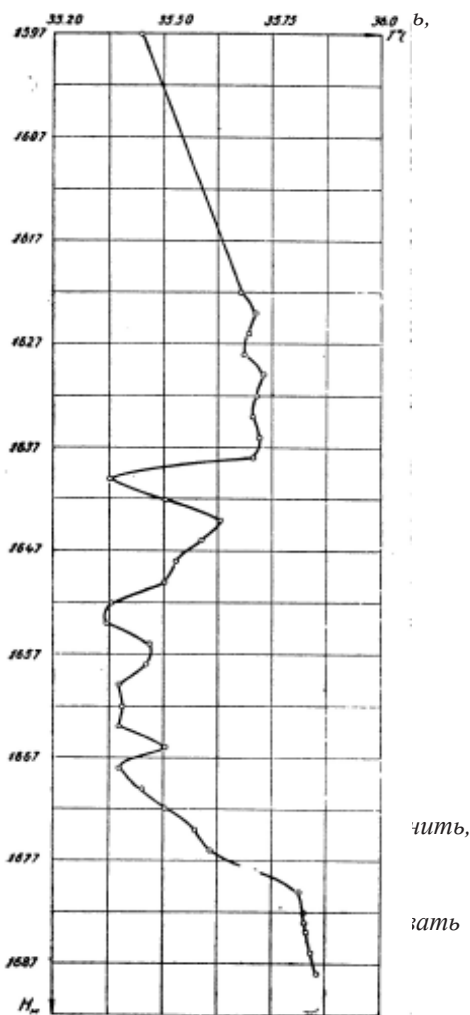
Вынужденное прекращение эксплуатации из-за нехватки перепада давления между нагнетательными и эксплуатационными рядами при многопластовой структуре

туре горизонта D_1 приведет к очень низкой нефтеотдаче. Таким образом, интересы повышения нефтеотдачи пластов и продления безводного периода работы месторождения требуют, во-первых, раздельной эксплуатации пропластков, и,

Раздельная эксплуатация дает возможность, несмотря на частичное или полное обводнение одного из пропластков. Это требование удачно сочетается с необходимостью установления особых режимов работы для каждого пропластка в отдельности.

Пути облегчения столбы газонефть-водяной смеси в скважине могут быть различными – от форсирования отбора жидкости с малым противодавлением на устье до раздельной добычи нефти и воды. Последний способ, предложенный институтом Гипровостокнефть, весьма удобен, так как при его использовании отпадает необходимость в обезвоживании нефти на промыслах. Оседание воды в потоке превращается из неблагоприятного в удобный для эксплуатации фактор. Однако в существующем варианте он имеет два, правда не существенных, недостатка. Это некоторые затраты дополнительной энергии для подъема пластовой воды на поверхность и необходимость в сборе, утилизации или захоронении добытой соленой воды.

Эти недостатки можно устранить, если повернуть путь воды на сто восемьдесят градусов. Вместо того, чтобы поднимать на поверхность, ее можно сбрасывать в нижележащие водоносные пласты. Во многих случаях это может произойти самоотеканием, но иногда потребуется и меха-



чить,

зат

работы скважины. В некоторых случаях возможно даже повышение буферного давления при увеличении дебита. По обеим кривым нетрудно установить, что при

ток нефти идет из двух пропластков, что хорошо согласуется с показаниями дебитомера (рис. 18). При повышении депрессии происходит уже отмеченное ранее увеличение эффективной мощности обоих пропластков. У воронки наблюдается скачок концентрации нефти. В лифтовых трубах по колебаниям в показаниях прибора хорошо заметно, как происходит выравнивание структуры потока. Всплывающая с большой скоростью нефть более интенсивно перемешивается с водой по мере подъема вверх по трубам.

Наиболее вероятным местом поступления воды на забой этой скважины являются нижние границы притока. Судя по тому, что с ростом депрессии не происходит соответствующего прироста в притоке воды, можно заключить, что она поступает по узким каналам в цементном кольце за обсадной колонной, а не непосредственно по пласту.

Высокая степень обводненности скважины № 1734 является результатом некачественного цементатжа и зажима ее дебита. Последнее обстоятельство, затрудняя приток нефти из пластов и выключая большую часть их мощности из работы, не препятствует поступлению воды по заколонному пространству. Вполне очевидно, что в этом случае дебит воды определяется, в основном, не перепадом давления между нижними пластами и забоем скважины, а гидравлическим сопротивлением трещин и каналов в цементе, пропускная способность которых ограничена, по-видимому, их небольшими размерами и особенно – большой длиной и сильной извилистостью.

Нефтепромысловая практика показывает, что факты уменьшения процентного содержания воды в нефти при увеличении дебита встречаются очень часто – гораздо чаще, чем обратное явление.

Как пример прямо противоположного поведения обводненности можно привести скважину № 1920 (рис. 24). Распределение воды и нефти на ее забое весьма сходно с тем, что наблюдалось у скважины № 1734 (рис. 23) – такие же количественные данные и те же особенности поведения эмульсии на забое, у воронки и дальше – по лифту.

Разница лишь в том, что весь приток жидкости сосредоточен у нижних отверстий перфораций непосредственно над искусственным забоем. Очевидно, большой вес столба жидкости в лифте и связанное с этим высокое забойное давление свели эффективную мощность вышележащих пропластков к нулю. Попытка разжать скважину и увеличить ее дебит дали прямо противоположный результат, по сравнению со скважиной № 1734. Увеличился приток не нефти, а воды, в результате чего вес столба в лифте еще больше возрос и скважина заглохла. Так как скважина № 1920 не относится к экспериментальному участку

жины. Но все объективные данные сходны с теми, которые должны иметь место при обводнении за счет подтягивания конуса воды или резкого нарушения цементного кольца. Как будет видно из дальнейшего, существенную помощь в уточнении мест прорыва воды могли бы оказать температурные измерения. Однако в скважине № 1920 они практически бесполезны, так как путь прибору преграждает искусственный забой, расположенный у самой границы притока. Отсутствие зумпфа не позволяет проследить пути заколонной циркуляции жидкости.

2. Выброс отстойной воды из скважины. Такой благоприятный эксплуатационный фактор, как уменьшение процентного содержания воды в нефти при увеличении дебита, можно использовать для полного выброса отстойной воды, как из лифта, так и из обсадной колонны. Повышенная скорость потока способствует лучшему удержанию капель воды и выносу их на поверхность. (В нефтепромысловой практике очень давно известен этот метод «продувки» для выброса воды и песка из скважины).

Распределение воды и нефти на забое в подобном случае дано на рис.25 для скважины № 1736. Это первый пример обводненной скважины, у которой вблизи воронки не наблюдается характерной ступеньки. Правда, и содержание воды в нефти также невелико – всего около 5%. По

нему виду кривой обводненности

(рис. 25) нетрудно установить интер

валы, в которых происходит поступление нефти на забой скважины. Местам притока соответствуют наиболее пологие участки кривой. Но на вопрос о месте поступления воды график и в этом случае не дает прямого ответа. Возможны два варианта: нижняя вода или приток ее совместно с нефтью из пласта в виде

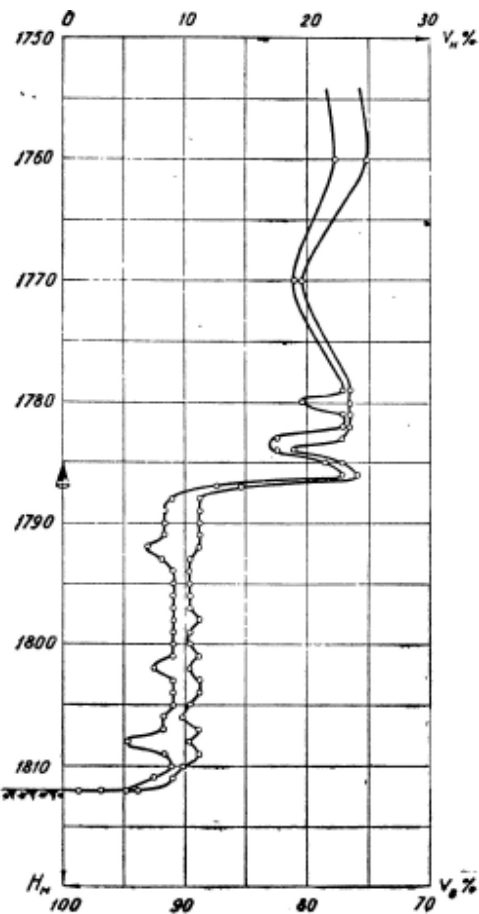


рис. 24. Распределение объемного содержания воды и нефти на забое скважины № 1920.

процессов, происходящих на забое скважины, подобная интерпретация температурных кривых может быть не совсем точной. Из приведенных данных видно, что температура потока в зоне его образования описывается не плавной кривой, а имеет целый ряд подъемов и спадов, которые не всегда находят удовлетворительное объяснение. Для того, чтобы температурный метод определения затрубной циркуляции воды мог войти в промысловую практику, необходимо, что бы, наряду, с электрометрическими исследованиями каждой новой скважины снималось и начальное распределение температуры пластов. Кривая начальной температуры, зафиксированная на каротажной диаграмме, позволит в дальнейшем путем сопоставления с ней текущего распределения температуры судить об изменении теплового режима пластов и установить пути подъема подошвенной воды на забой скважины.

§ 17. Некоторые пути борьбы с осложнениями при обводнении скважин

Выработка нефтяных пластов на Ромашкинском месторождении происходит с помощью воды как рабочего агента. Естественно, что чем дальше идет процесс заводнения, тем большую роль будет играть фактор обводненности скважины. Вода станет постоянным спутником нефти. Водный период эксплуатации уже наступает для некоторых скважин первых эксплуатационных рядов. К этому надо готовиться заранее. Необходимо иметь дифференциальные характеристики скважин до того, как они начнут обводняться, с тем, чтобы впоследствии можно было методом сравнения определить места притока воды. Кроме того, по начальным и текущим данным можно будет подбирать такие режимы, при которых нефтеотдача станет наивысшей, а примесь воды незначительной. За предварительное изучение скважин до их обводнения стоят и геофизики. Заканчивая настоящий раздел, можно констатировать: создана аппаратура, разработана методика и проведены первые исследования, с помощью которых выяснена основная, наиболее опасная особенность обводненного лифта. Она заключается в том, что, независимо от места прорыва, вес столба жидкости в лифтовой колонне за счет осадочной воды растет значительно быстрее процентного содержания воды в добываемой нефти на поверхности. Вызванный этим рост забойного давления уменьшает эффективную мощность работающих нефтяных пропластков, часть их вообще выключает из эксплуатации и снижает тем самым приток нефти на забой. В то же время рост забойного давления почти не влияет на продуктивность скважины по воде.

При обводнении за счет прорыва нагнетаемой воды с первых же дней из-за роста забойного давления затрудняется фонтанирование скважин. Подобное явление будет наблюдаться независимо от мощности пласта, что может создать иллюзию прорыва воды по всей мощности нефтенасыщенного горизонта, в то время как в действительности это будет лишь незначительная, наиболее

АЕФМ. Излом наступает несколько раньше в точке Е с координатой H_3 , соответствующей началу затрубного движения воды. В зоне притока, то есть на участке FM, возможны дополнительные изменения в зависимости от соотношения объемов воды и нефти, поступающих на забой скважины, и величины коэффициента Джоуля-Томпсона для нефти. Местоположение резервуара, питающего скважину водой, определяется по сопоставлению отметки H_3 с каротажной диаграммой.

На рис. 29 приведена кривая распределения температуры на забое реальной скважины № 1736. Для ясности использованы те же буквенные обозначения, что и на рис. 28. Сопоставление координаты точки Е с H_3 , равной 1664 м, показывает, что движение воды начинается с подошвы нижнего обводненного пропластка «д» (см. рис. 17). Там, на нижней границе горизонта D_1 , в переходной зоне от глин к песчаникам, следует искать начало каналов, по которым вода поднимается к нижним отверстиям перфораций. Совершенно аналогичная картина наблюдается на скважине № 1737 (рис. 20 и 30) наблюдается на скважине № 1737 (рис. 20 и 30)

Там, где по тем или иным причинам искусственный забой близко подходит к зоне притока, метод не может быть использован, так как приборам нет доступа к нижней части скважины. Такое положение имеет место, например, у скважины № 1735 на забое скважины № 1734 дано на рис. 31. Там, где по тем или иным причинам искусственный забой близко подходит к зоне притока, метод не может быть использован, так как приборам нет доступа к нижней части скважины. Такое положение имеет место, например, у скважины № 1735 и отчасти у № 1734. Распределение температуры на забое скважины № 1734 Ввиду

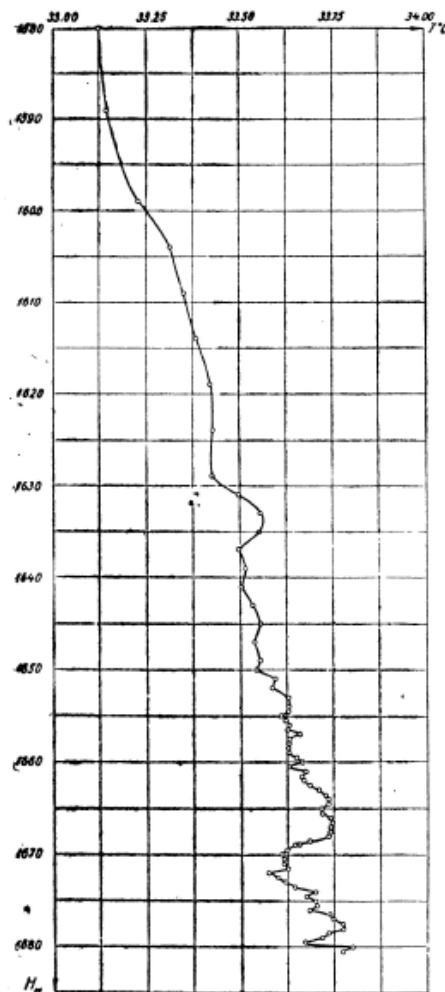


рис. 29. Распределение температуры на забое скважины № 1736

рис. 25 с кривой притока на рис. 17. Нижняя отметка притока жидкости на рис. 17 соответствует глубине 1644,5 м, в то время как измеритель объемной водонасыщенности отмечает появление нефти в воде только на несколько меньшей глубине 1642 метра. Как уже отмечалось, это как раз тот простейший случай, когда места притока нефти и воды в нижней части скважины пространственно разобщены и их легко разделить простым сопоставлением кривых притока и обводненности. Опираясь на приведенные рассуждения, нижняя активная зона на рис. 17 отмечена как зона притока воды.

Количество поступающей воды в скважину на этом графике строго фиксировано при различных забойных давлениях. Весьма любопытно проследить за измерениями обводненности скважины с ростом ее дебита. По левому графику рис. 17 из общего отбора около 115 м³/с примерно 10 м³/с занимает вода, то есть обводненность добываемой нефти составляет примерно 10 %. При увеличении дебита до 215 м³/с (правый график) поступление воды остается на том же уровне, и обводненность уменьшается до 5 %. Дополнительный разжим скважины ($Q=300$ м³/с) уменьшает процент воды до 3 (рис. 25). На этом количественном примере еще раз подтверждается уже высказанное предположение, что во многих случаях разжим скважин улучшает работу лифта, уменьшает обводненность нефти и увеличивает эффективную мощность работающих пропластков.

Во всех рассмотренных выше случаях обводнение скважин, расположенных как на экспериментальном участке (№ 1734, № 1736), так и в других частях Южно-Ромашкинской площади (№ 1920), обводнение произошло за счет нижней, подошвенной воды. В небольшой пока практике измерений встретился и сомнительный случай, когда по объективным данным можно предположить, что имеет место прорыв воды от нагнетательных скважин. На рис. 26 приведена кривая обводненности потока на забое скважины № 1737.

Из описания притока уже известно, что на забое этой скважины происходят довольно сложные процессы, связанные с перетоками из пласта «в» в пласт «б». В какой-то мере график обводненности на рис. 26 отражает то же явление. Видимо, по этой причине кривая имеет несколько необычный вид.

Есть и другая особенность графика – резкий провал кривой по отметке 1643 метра. При сильно возмущенном потоке в этом интервале возможен, конечно, как случайный выброс в показаниях прибора, так и захват потоком большого объема воды с нижнего зеркала.

Ввиду того, что своевременно не был произведен повторный замер, элемент случайности не может быть полностью исключен. Однако, допуская большую вероятность ошибки, можно все же проиллюстрировать на данном примере образец типичной кривой обводненности, характерной для прорыва нагнетаемой воды по пласту, выше нижней отметки притока.

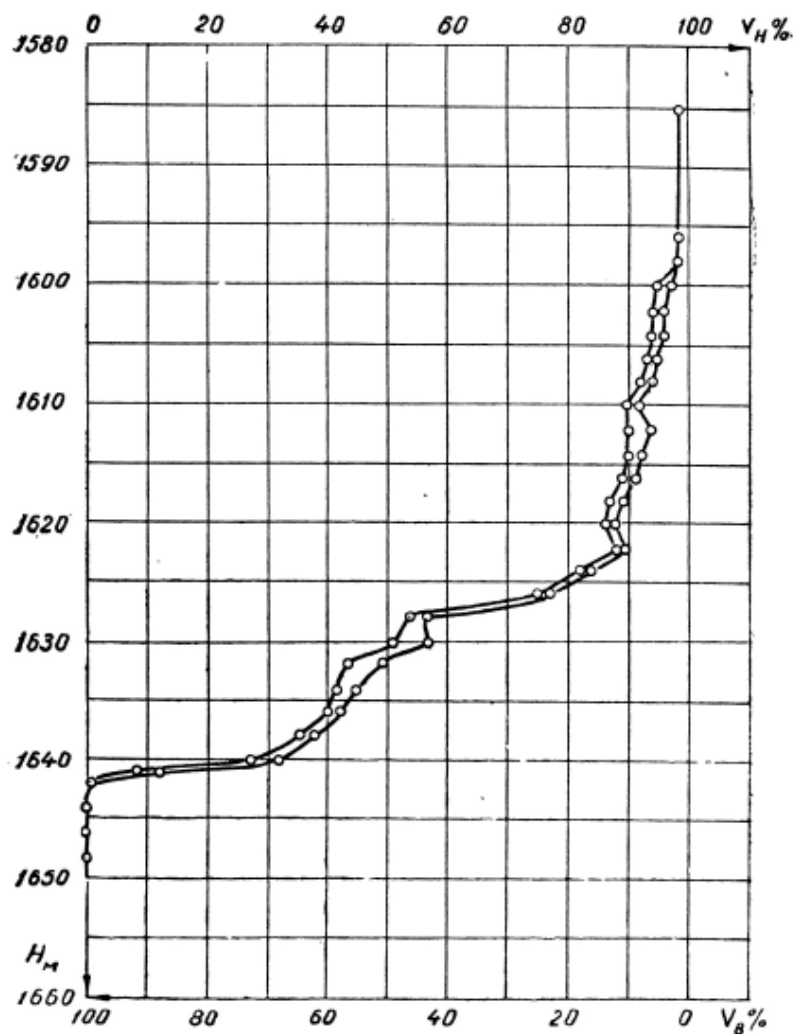


рис.25. Распределение процентного соотношения между водой и нефтью на забое скважины № 1736 при работе ее в форсированном режиме.

В будущем по затронутым вопросам также будут проведены специальные исследования.

На настоящем этапе исследования, когда кривые распределения температуры на забоях скважин только начинают сниматься, можно сделать лишь более или менее достоверные предположения о путях затрубного движения воды. Эти предположения основаны на том факте, что нормальное изменение температуры, соответствующее геотермическому градиенту, нарушается в зоне притока жидкости на забой скважины. В этой зоне происходит перелом потока, и горизонтальное квазиизотермическое движение жидкости сменяется вертикальным подъемом по стволу скважины. В тепловом отношении процессы, происходящие в лифте, уже отличаются от изотермических. Основную роль при этом начинают играть скорость потока и теплопроводящие свойства горных пород, слагающих геологический разрез скважины.

В нормальной эксплуатационной скважине, фонтанирующей чистой нефтью, излом на температурной кривой должен лежать на нижней отметке притока. Если же скважина обводнена нижней водой, то излом будет соответствовать тому месту, откуда началось затрубное движение жидкости. Вдвое большая теплоемкость воды, по сравнению с нефтью, компенсирует в какой-то мере ее меньшее процентное содержание в потоке.

Рис.28. Схематическое изображение распределение температуры на забое эксплуатационных скважин. Линия АВ соответствует температуре горных пород слагающих разрез скважины. Изменение температуры по линии АСД наблюдается на забое безводных скважин, по линии АЕFMN - обводненных нижней водой.

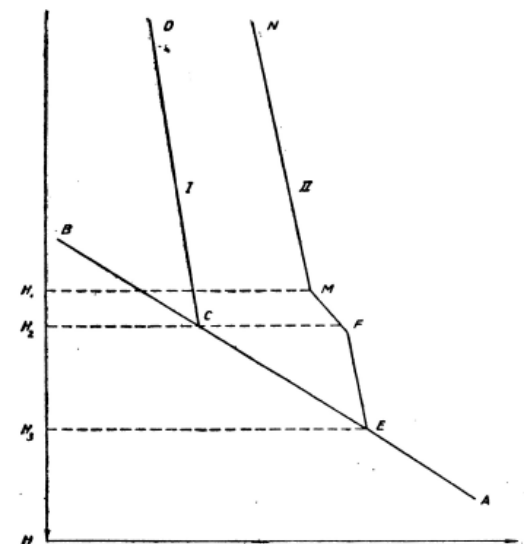


Схема метода приведена на рисунке 28. Линия АВ соответствует естественному геотермическому градиенту. Участок между H_1 и H_2 – зона притока нефти. Для безводной скважины температурная кривая на забое идет по пути АСД с изломом в точке С, имеющей координату H_1 . При обводнении нижней водой температурная кривая

Для анализа работы призабойной зоны наиболее важна, конечно, аномалия в районе 1600 метров, там где расположен продуктивный горизонт D_1 . На небольшом 60-метровом участке температура изменяется от 31°C до $34,5^\circ\text{C}$ ¹. Аналогичные данные имеются и по другим скважинам. К сожалению, в скважине № 1696 из-за засоренности забоя дважды (в 1958 и 1960 г.) не удалось достичь отметки, соответствующей горизонту D_1 .

Для детального изучения этого вопроса требуется провести еще немало исследований и точных измерений. Нет пока ясного и четкого ответа и на вопрос о происхождении аномалии. Возможно, что она существует со времени образования месторождения и является такой же неотъемлемой особенностью геологического строения, как и ступенька у отметки 750 метров. Строение горизонта D_1 сходно со строением более глубоко залегающих пластов D_{II} – D_{III} и D_{IV} . Разница между ними заключается лишь в том, что первый насыщен нефтью, а остальные – водой. В связи с этим напрашивается предположение: не связано ли различие в теплопроводности пород в пределах аномалии и ниже ее с тем, что они насыщены различными жидкостями. В литературе можно найти данные о теплопроводности пористых сред, насыщенных различными жидкостями. При заполнении коллектора нефтью теплопроводность его оказывается примерно в два раза ниже, чем для той же породы, заполненной водой. Если это так, то нижняя точка излома на рис. 27 должна совпадать с зеркалом ВНК. Для скважины № 75 это условие примерно выполняется.

Однако не исключена возможность некоторого изменения температуры продуктивного горизонта в процессе эксплуатации месторождения². Если описываемая аномалия у скважины № 75 произошла по этой причине, то начальную температуру пласта можно найти, экстраполируя кривую распределения температуры с нижних участков разреза скважины, которые не были охвачены разработкой и не претерпели существенных изменений за время эксплуатации месторождения. Экспериментально эту гипотезу проверить пока не удалось. Дело в том, что глубокий зумпф, пригодный для таких замеров, встречаются лишь на разведочных скважинах. Несколько таких скважин расположено в непосредственной близости от экспериментального участка - №№ 78, 79, 80, 600, 631 и др. Но, к сожалению, ни в одной из них нет воронки, и крестовина на баишке лифтовых труб преграждает путь глубинному термометру к нижней, наиболее интересной части скважины.

¹ Охват температурной аномалией и кыновских слоев указывает, по-видимому, на их сходство с горизонтом D_1 .

² Следует иметь в виду, что в районе скважины № 75, несмотря на отсутствие отбора нефти, пластовое давление к 1957-1958 гг. значительно снизилось. Сказалось влияние разработки центральных площадей. Лишь после начала интен-

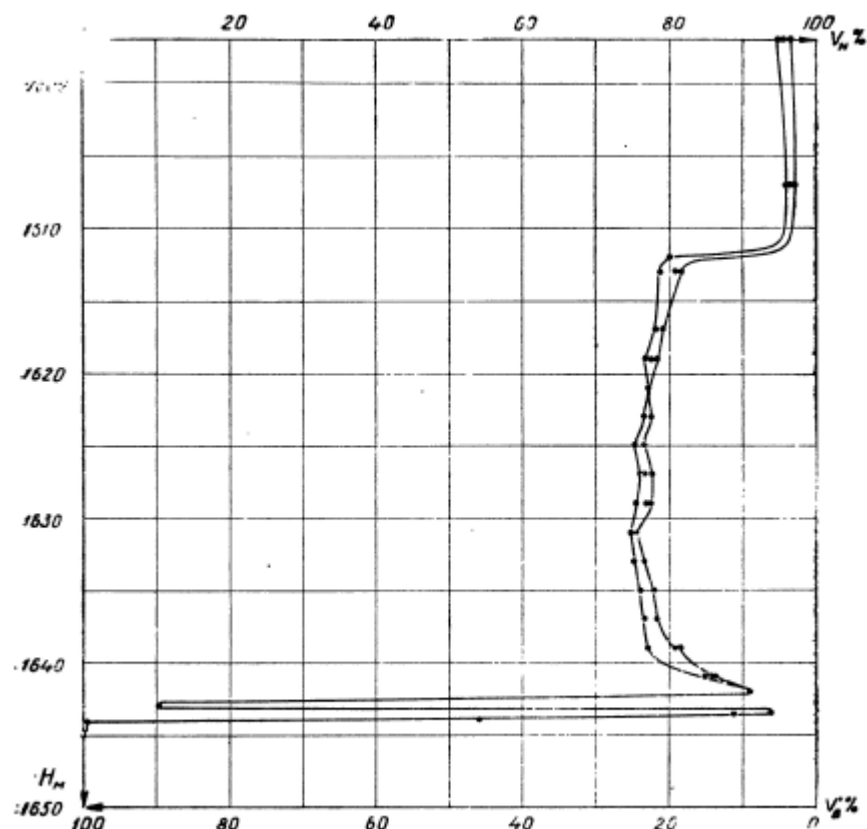


рис. 26. Распределение объемного содержания воды и нефти на забое скважины № 1737.

Кстати, имеются и другие, правда, косвенные доказательства того, что в скважине № 1737 произошел прорыв именно нагнетаемой воды. Так, диэлектрическая постоянная жидкости в зумпфе данной скважины имеет наименьшее значение, встретившееся при измерениях обводненности на исследуемом участке. Переводя это на качественный язык, можно констатировать, что в воде скважины № 1737 содержится наименьшее количество всевозможных примесей, в том числе и солей, то есть, что это наиболее пресная из встретившихся пла-

Кроме вышесказанного, следует учесть, что скважина № 1737 расположена на кратчайшем расстоянии от нагнетательной скважины № 503, принявшей очень большой объем воды. Они соединены между собой по наиболее активному пропластку «в». В довершение всего имеет место неконтролируемый переток

из того же пропластка «в» в другой, что также способствует повышению скорости

движения воды по этому пропластку. Окончательный ответ на интересующий нас вопрос дадут предстоящие замеры. Имеющиеся данные допускают и подток воды из нижележащих обводненных пластов по той же схеме и тем же путям,

§ 16. Температурный профиль горизонта Д₁ как индикатор затрубной циркуляции воды

Во всех предыдущих рассуждениях разбиралась, в основном, задача об определении мест поступления воды на забой эксплуатационной скважины. Не менее интересен вопрос – откуда приходит вода к местам ее притока. Где тот резервуар, который питает водой нефтяную скважину, и каковы соединяющие их каналы. В частном случае подтекания нижней воды некоторые сведения могут дать кривые распределения температуры вдоль призабойной части скважины.

Метод определения затрубной циркуляции по температурным кривым наиболее эффективен в том случае, когда для данной скважины известно распределение температуры на забое до ее обводнения. Наложение кривых, снятых до и после обводнения, дает прямой ответ – откуда, с каких нижних горизонтов началось движение воды к нижним отверстиям перфорации.

Отсутствие начальных данных о распределении температуры заставляет искать косвенные пути их определений с той или иной степенью точности. Наиболее очевидный путь – это изучение температурного разреза в расположенных вблизи неработающих – пьезометрических скважинах. Для экспериментального участка такими являются скважины № 75 на Лениногорской площади и № 1696 на западе Южно-Ромашкинской. Температурные замеры в них производились дважды – в 1958 и 1960 гг. (рис. 27). Невысокая абсолютная точность первых замеров не позволяет провести сравнение и проанализировать происшедшие измерения. Скважина № 75 расположена примерно в пяти километрах от анализируемого участка на не разбуренной части месторождения, вблизи внешнего контура нефтеносности. Ее альтитуда почти совпадает с альтитудами скважин экспериментального участка, расположенных также, как и она, в пойме реки Степной Зай. У скважины № 1696 худшие параметры для сравнения: расстояния от участка около 10 км, альтитуда на 200 метров больше. Кроме того, юго-западная часть Ромашкинского месторождения имеет особые температурные условия. По этой причине в дальнейшем анализируются, в основном, температурные данные скважины № 75.

По теплопроводности горных пород геологический разрез скважины можно разбить на два участка. Первый, от устья скважины до глубины в 1000 метров, сложен из более теплопроводящих пород, в связи с чем, он имеет температурную

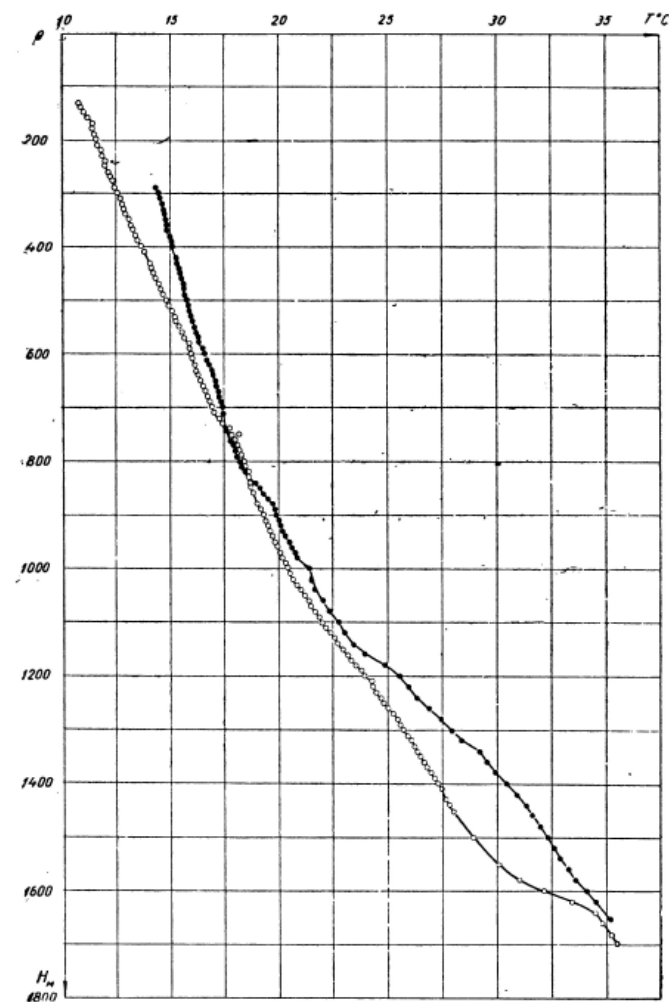


рис.27.Распределение температуры по стволу пьезометрических скважин №75 (белые точки) и №1696(черные точки).

Второй, расположенный ниже 1000 метров, состоит из менее теплопроводящих слоев и имеет соответственно ступень несколько большую, чем 1,7°С на 100 метров.

Оба участка осложнены аномалиями. Первый - на глубине 700-760 метров, а второй – на глубине 1580-1640 метров. Эти аномалии создают как бы ступеньки в общей картине подъема, близкого к прямолинейному.

Особенностью № 2096 является четкое отделение всех пластов горизонта D_1 друг от друга глинистыми прослоями различной мощности, что в значительной степени облегчает анализ процесса формирования и продвижения фронта нагнетаемой воды. Наиболее низким давлением отличается средний пласт «в», так как он эксплуатируется повсеместно скважинами, отбирающими вытесняемую нефть. Пласт «б» также принимает воду почти по всей мощности. Несколько особое положение у пласта «г₁». Обладая прекрасными коллекторскими свойствами (рис. 42 III том), он хорошо принимает воду. По изливу из него видно, что пластовое давление в нем высокое. Профили рис. 38 и 39 со всей очевидностью вскрывают причину этого явления. Из пластов «г₁» и «г₂» нет отбора нефти, нет или почти нет связи их с вышележащим пластом «в». Если для скважины № 503 в этом можно было сомневаться, то на профилях рис. 38 и 39 хорошо видны непроницаемые слои между ними.

После перевода скважины № 2096 в разряд нагнетательных, пласт «г₂» был дострелян, однако, воду он не стал принимать.

Этот пример вновь поднимает вопрос о местоположении плоскости ВНК на данном участке. Если для скважин № 1737 и № 1736 наиболее вероятно снижение истинного положения ВНК по отношению к общепринятой отметке, то для скважины № 2096 картина обратная. И по каротажной диаграмме (рис. 42 III том) и по профилю (рис. 38 и 39) кажется, что действительное положение плоскости ВНК примерно на 3 метра выше, чем общепринятое, и она должна отбиваться на глубине 1486 м. Вероятнее всего, граница ВНК располагается вдоль глинистой перемычки, разделяющей пласт «г» на две части. Если вышеприведенные рассуждения справедливы, то пласт «г₂» на участке полностью заводнен, и нагнетание воды в него не только бесполезное, но и вредное дело.

§ 20. Особенности работы водоплавающих пропластков

Высокое давление в нижних обводненных пластах, речь о которых шла в конце предыдущего параграфа, является серьезным фактором, в значительной степени осложняющим эксплуатацию водоплавающей части нефтяной залежи. Давление, развиваемое закачиваемой водой, передается от нагнетательных скважин по нефтенасыщенным и водоносным пластам с разной скоростью и различным затуханием. В основном три причины обуславливают более высокую потенциальную энергию пластов, заполненных водой:

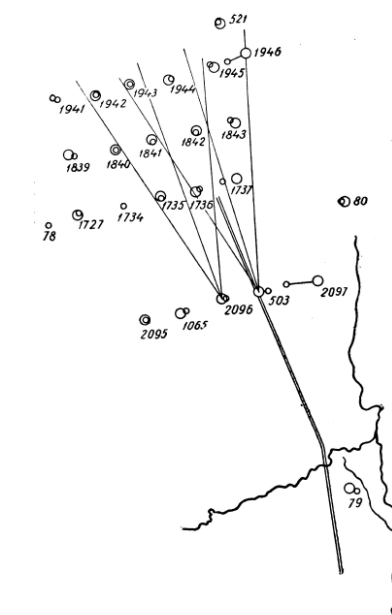
во-первых, это отсутствие отбора из этих пластов, в связи, с чем вся поступающая в них вода идет на повышение запаса упругой энергии;

во-вторых, сжимаемость воды на целый порядок меньше, чем у нефти. И, наконец, в третьих, фильтрационное сопротивление песчаников продвижению воды значительно меньше, чем нефти, которая образует неподвижный аномаль-

Исследование неоднородностей горизонта D_1 в плане месторождения и определение векторных значений пьезопроводности в плоскости XY еще только началось, поэтому достаточного материала для обсуждения нет. Имеющиеся данные приведены в соответствующем разделе. На данном этапе основное внимание уделено вертикальному разрезу или геологическому профилю участка. Как уже

отмечалось, детальному исследованию подверглись лишь три нагнетательных и четыре эксплуатационных скважины: №№ 2096, 503, 2097 и №№ 1734, 1735, 1736, 1737. Скважины второго и третьего эксплуатационного рядов, так же как и несколько разведочных скважин (№№ 79, 80), расположенных на участке, не имеют до настоящего времени воронок на концах лифтовых труб. В них закрыт доступ приборам к призабойной части пласта и скважины.

На рис. 33 и 34 приведены общепринятые на промыслах профили пластов по линии нагнетательных скважин и по первому эксплуатационному ряду. На них границы горизонта D_1 определяются сверху электрорепером «верхний известняк», а снизу пачкой глин, отделяющей его от горизонта D_{II} . В пределах участка мощность D_1 меняется примерно от 42 до 48



метров, причем колебания по абсолютной отметке испытывают как верхняя, так и нижняя границы.

Участок представляет собой ших частей площади. Малый кружок — положение устья; большой — забоя скважины. Это видно хотя бы из того, что почти все сечение профиля за полно песчаником.

Ухудшение коллекторских свойств идет снизу вверх. Весь горизонт разбивается на несколько слоев. Общепринято деление на 5 пропластков. Однако в пределах участка пласты «б» и «г» имеют двучленное строение. Мощности отдельных слоев не остаются постоянными и изменяются в значительных пределах, вплоть до полного из выклинивания.

На рисунках условные границы отдельных пропластков проведены в виде линий, разделяющих породы с различной проницаемостью и нефтенасыщенностью. Реальная картина гораздо сложнее. Как по глубине, так и по простиранию свойства пород непрерывно меняются, и не всегда можно отметить закономерности в их поведении. Например, выклинивание пласта фиксируется только

в том случае, если одной из скважин этот пласт отсутствует. Громадные расстояния между скважинами (масштаб 1:20) не исключают, а, наоборот, делают очень вероятными наличие выклинивания отдельных пластов между скважинами. Так, например, гидродинамическая связь между скважинами № 503 и № 2096 устанавливается очень легко, в то время как между скважинами № 503 и № 2097 такой связи установить не удалось, несмотря на все попытки. По профилю же пласта «в» скважины № 503 и № 2097 можно предположить, что некоторые изменения претерпевает и пласт «в». Однако более вероятно, что величина проницаемости этого участка зависит не столько от ухудшения коллекторских свойств пород, сколько от технологии его разработки. Так как по этому разрезу в какой-то мере можно судить о степени выработки пластов заводнением, то на его анализе следует остановиться несколько подробнее с тем, чтобы сделать выводы и прогнозы для других направлений движения воды и вообще для профилей, сходных с описываемым.

Вкратце история разработки этого участка такова: в сентябре 1957 года скважина № 503 после усиленного дренирования пласта¹ была переведена под закачку воды. Пробуренная рядом с ней скважина № 2096 была освоена и введена в строй как эксплуатационная. Скважина № 2097 из-за некачественного цемента при опробовании вместе с нефтью дала воду. В дальнейшем, несмотря на ряд проведенных ремонтов, освоить ее как эксплуатационную не удалось. Нагнетание воды производилось также в скважину № 1065. Это был первый этап внутриконтурного заводнения, предусмотренный генеральной схемой разработки, этап создания водного коридора, разрезающего залежь на Южно-Ромашкинскую и Лениногорскую

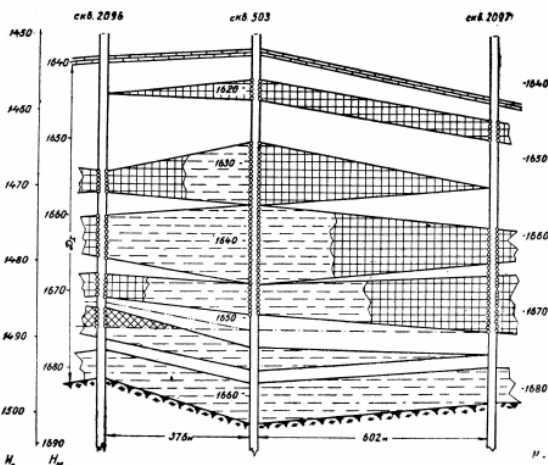


рис.33. Геологический профиль нагнетательного ряда через скважины №№ 2096-503-2097.

Коэффициент охвата по нагнетанию для скважины № 2097

$$y_{2097} = \frac{3,8}{4,8} \approx 0,255$$

Соответствующее значение для η_z по этому профилю будет совсем ма-

$$h_z = \frac{3.8 + 1.2}{4.8 + 1.2} \approx 0.155$$

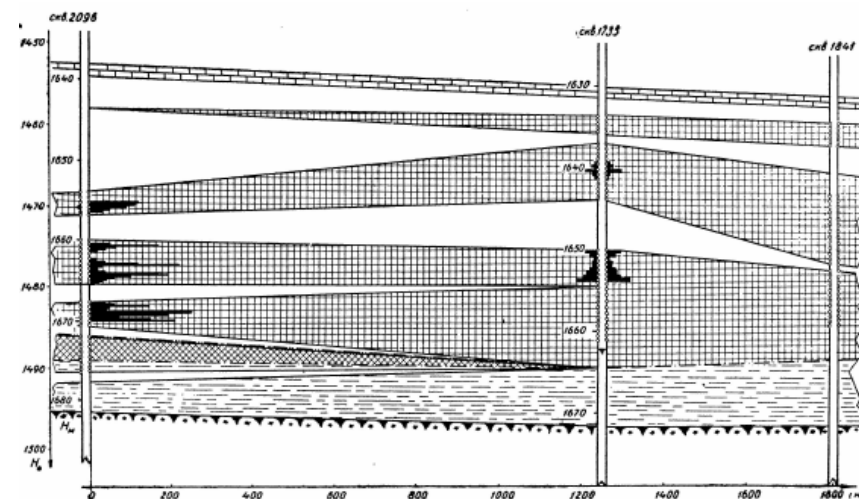


рис.39. Поперечный геологический профиль через скважины №№ 2096-1735-1841.

На рисунках 38 и 39 даны профили в двух направлениях от нагнетательной скважины № 2096. Один из них – на уже разобранную эксплуатационную скважину № 1736 и расположенную за ней неработающую скважину № 1842 (рис. 38) и второй – по направлению на скважины № 1735 (первый ряд) и 184 №1 (второй ряд).

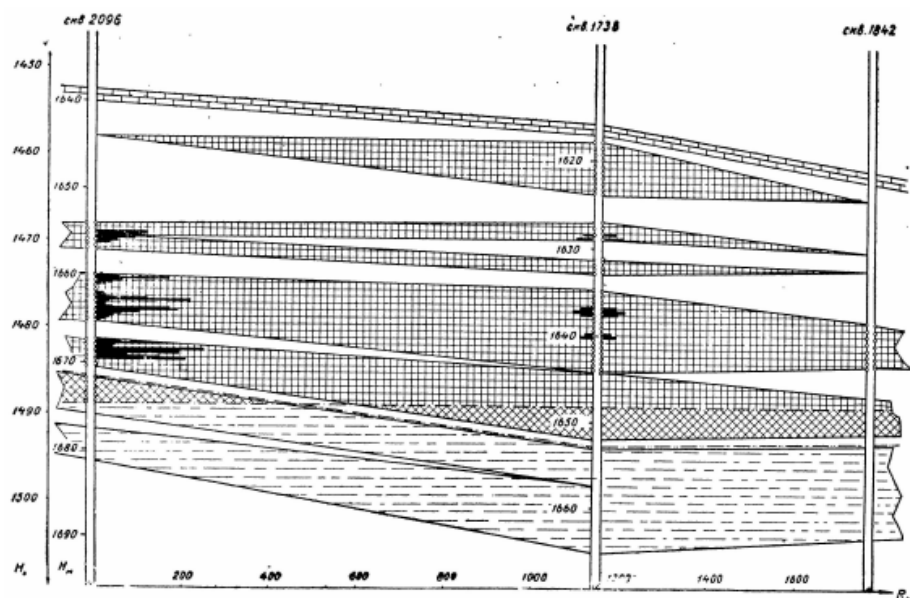


рис.38. Поперечный геологический профиль через скважины №№ 2096-1736-1842.

Ввиду невозможности исследовать скважину № 80, профиль от скважины № 2097 проведен лишь на скважину № 1737 при расстоянии между ними 1340 м (рис. 37).

Приемистость нагнетательных скважин зависит не только от давления в нем. Последнее же обуславливается, наряду с другими причинами, и местом отбора нефти из пласта. При анализе материалов исследования скважины № 2097 уже указывалось, что нижний пласт «г» имеет очень высокое пластовое давление и принимает воду только узким интервалом у кровли. Изучение участка показывает, что наиболее очевидной причиной этого является повсеместное отсутствие отбора нефти из него. Этот, лучший по своим коллекторским свойствам пласт, имеющий хорошую распространимость, фактически не участвует в разработке из-за своей близости к ВНК.

площади. Отбирающие скважины были разжаты полностью для получения максимального дебита, глубокой воронки депрессии в пласте и, как следствие, наиболее быстрого продвижения ФНВ в направлении этих скважин.

Вполне естественно, что скорость продвижения ФНВ от скважины № 503 по разным направлениям была не одинаковой. Быстрее всего он продвигался по направлению к скважине № 2096, что и привело в 1959 г. к прорыву пресной воды на забой этой скважины и ее обводнению. Нет никакого сомнения в том, что скважина № 2096 обводнилась от скважины № 503, а не от скважины № 1065. Об этом говорят и улучшенные коллекторы между ними и более высокая приемистость скважины № 503 по сравнению с № 1065, и, самое главное, более близкое расстояние (376 м) по сравнению с интервалом до скважины № 1065 (465 м).

Как показали глубинные расходомеры и дебитомеры, наилучший приемистостью и отдачей обладает средний пласт «в». Следовательно, по нему лежит и наиболее вероятный путь прорыва воды между скважинами № 503 и № 2096. Сравнительно небольшое расстояние между этими скважинами (376 м) и максимальные депрессии способствовали получению высокого значения Ψ -функции по этому пропластку.

В марте-апреле 1959 г. скважины № 2096 и № 2097 были освоены под закачку воды и перешли в разряд нагнетательных. Скважина № 2096 освоилась хорошо и до настоящего времени работает с хорошей приемистостью 600-1000 м³/с при давлении на головке 100-105 атм. . Скважина № 2097 осваивалась значительно хуже: имела слабую приемистость (200-400 м³/с), подвергалась гидроразрыву. На основании приведенных данных нетрудно установить причину пониженного значения пьезопроводности пластов, лежащих между скважинами № 503 и № 2097. С одной стороны, это несколько большее расстояние между ними (601 м, а, следовательно, и большая вероятность выклинивания пластов и замена песчаников алевролитами, с другой – незначительное продвижение ФНВ в этом направлении. Поры продуктивных пород в данном направлении остались заполненными нефтью, жидкостью с более низкими упругими свойствами, чем вода. Кроме того, за счет частых ремонтов призабойная зона скважины № 2097 в значительной степени забита водо-нефтяной эмульсией, что не могло не сказаться на фильтрационном сопротивлении при прохождении волн давления.

Каковы же предварительные итоги подобного разрезания залежи водяным коридором?

1. Как показывает рис.33, в приведенном геологическом профиле имеют место два случая выклинивания: пласт «а» – между скважинами № 503 и № 2096 и пласт «б» – между скважинами № 503 и № 2097.

Их гидравлическое сопротивление по данным направлениям в первом приближении следует считать равным ∞ . Эти пласты не были затронуты

Следовательно, имеющиеся в них запасы нефти остались невыработанными

Пласт «а» между скважинами № 503 и № 2097 обладает пониженными коллекторскими свойствами. При существующих градиентах давления он не принимает воду и не отдает нефти. Пороговое давление сдвига для него превышает 0,2 атм./м. Подобное положение имеет место не только для данного профиля, но и для других областей экспериментального участка. Таким образом, и эта часть запасов нефти осталась в пластах нетронутой.

В остальных пластах, в той или иной мере охваченных заводнением, ФНВ за первый период разработки в процессе разрезания залежи продвинулся на различные расстояния. Об абсолютных величинах его перемещения пока нет никаких данных. Однако, учитывая удельное распределение воды по мощности горизонта D_1 в скважине № 503 летом 1960 г. (рис. 39 III том), можно предположить, что движение ФНВ происходило по пластам «б», «в», «г» со скоростями, пропорциональными 1:2:2. Наибольшее отставание наблюдалось, конечно, в пласте «б».

Таким образом, можно зафиксировать по крайней мере две причины, которые привели к неполному вытеснению нефти водой и снижению возможной нефтеотдачи: а) отставание ФНВ в одном из пластов («б») по отношению к другим («в», «г»).

б) неполная выработка нефти из-за разных расстояний между скважинами по ту или другую сторону от нагнетательной. В полной мере это относится к пластам, лежащим между скважинами № 1065, 2096, а также к пропласткам «в» и «г» между скважинами № 503 и № 2097. Как видно из предыдущего изложения, этот профиль не характерен для периода разрезания залежи. Если допустить даже равную скорость движения ФНВ по ту и другую сторону от скважины № 503, то все равно более 200 метров по простиранию пласта для этого профиля остались бы заполненными не вытесненной нефтью.

Приближенная оценка показывает, что около половины запасов по данному геологическому профилю осталась невыработанной. Мала вероятность и того, что после перевода скважин № 2096 и № 2097 в нагнетательные, эта нефть вытеснена и отобрана первыми эксплуатационными рядами. Частичное заводнение пластов и резко сниженная температура их весьма осложняют извлечение этой нефти на последующих этапах разработки.

В разработанном профиле обращают на себя внимание такие благоприятные факты, как большая мощность (>10 м) и высокая проницаемость песчаников (>600 миллидарси), а также отсутствие осложнений со стороны плоскости ВНК. Раздел «вода-нефть» проходит по глинистым прослоям, почти не задевая песчаников и не создавая «переходных зон». В большинстве других случаев условия для выработки пластов будут значительно хуже.

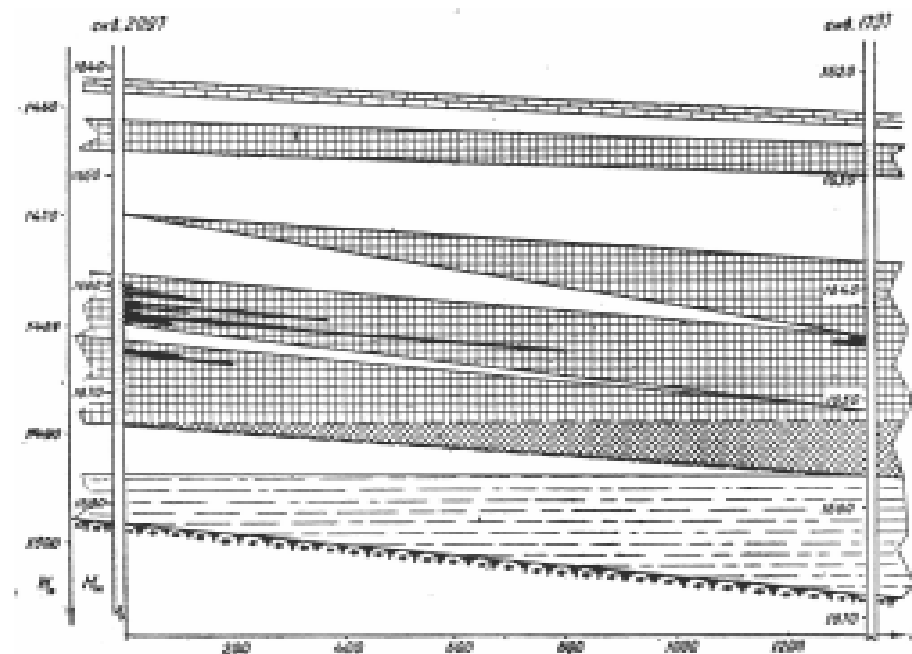


рис. 37 Поперечный геологический профиль через скважины № 2097 и № 1737.

мым пропласткам, не испытывающим резких изменений своей мощности. Без специальных исследований в условиях попеременного выклинивания почти всех пропластков трудно определить пути движения нефти, вытесненной водой от нагнетательного ряда к центру Южно-Ромашкинской площади.

Можно допустить, только то, что падение давления по наиболее проницаемым частям пропластков, вызванное работой второго и третьего эксплуатационных рядов, обуславливает движение воды также по узким слоям и способствует уменьшению эффективной рабочей мощности пластов у скважин первого ряда.

Нагнетательная скважина № 2097 не имеет расположенных поблизости от нее эксплуатационных скважин, если не считать № 80. Однако и тут промысловой практикой установлено, что скважина № 80 (рис. 32) больше реагирует на изменение режима работы скважины № 503, чем № 2097.

Коэффициент отбора для скважины № 1736 будет

$$y_{1736} = \frac{3.2}{2.4} \approx 0.125$$

а соответствующий профилю коэффициент охвата пластов выработкой

$$\nabla 4 + 3.2$$

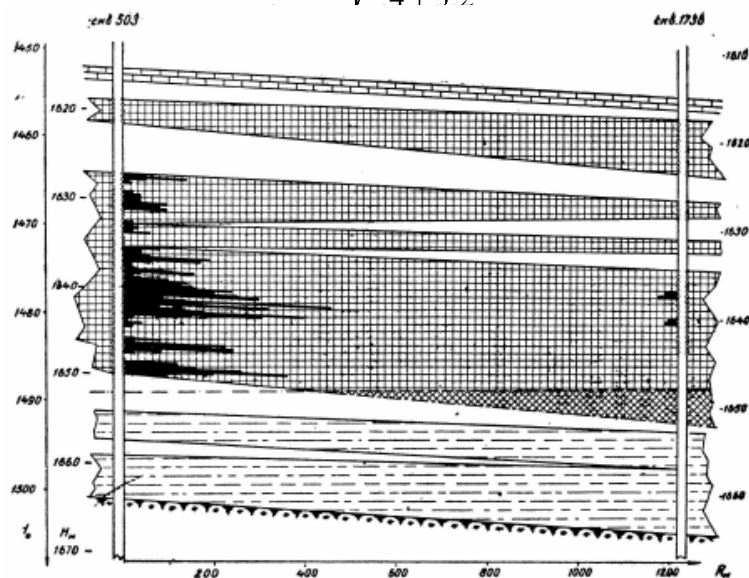


рис.36. Поперечный геологический профиль через скважину №№ 503 и 1736.

Скважина № 1842, расположенная во втором эксплуатационном ряду за скважиной № 1736, имеет выше отметки ВНК лишь пласт «в». В течение многих лет эта скважина находится в капитальном ремонте и в отборе нефти из пласта не участвует.

Влияние закачиваемой воды на третий эксплуатационный ряд¹ отстоящий от нагнетательного на 2400 метров и более, возможно только по наиболее проницае

¹ Во втором и третьем рядах экспериментального участка нет скважин с во-

§ 19. Поперечные геологические профили участка и пути движения ФНВ

Значительно меньшее количество информации может принести геологический профиль по первому эксплуатационному ряду (рис. 34). Он показывает только, как изменяется структура пропластков в широтном направлении. На графике отмечены интервалы перфорации и зоны отбора нефти при тех режимах, в которых работали скважины летом и осенью 1960 г. Масштаб профиля тот же самый – 1:20. Метраж по колонне нанесен на рисунке вблизи каждой скважины. Общая абсолютная шкала от уровня моря дана с левой стороны.

Из рис.34 видно, что коэффициент заполнения профиля горизонта Д₁ песчаниками высок. Имеет место слияние почти всех пропластков между собой. Так по скважине № 1737 слиты «а» и «б» разделяются, но нижняя пачка остается слитой. Для скважины № 1736 дифференциация пластов еще несколько увеличивается, так как появляются глинистые прослои не только между «а» и «б», но и в самом пропластке «б», а также внутри пласта «г». Однако слияние пластов – явление чисто внешнее. Хотя уменьшается до минимума не отмечаемая на коротажной диаграмме толщина глинистых перемычек, но от этого каждый пропласток не теряет своей индивидуальности и, как будет видно из дальнейшего, ведет себя при разработке, как самостоятельный объект.

По профилям, составленным в направлениях, параллельных движению фронта нагнетаемой воды, ничего нельзя сказать об условиях, в которых движется по пласту закачиваемая вода, о выработке пластов и о связи скважин, отбирающих нефть, с нагнетательными. Для этой цели необходимы профили, перпендикулярные ФНВ, идущие поперек площади и пересекающие как нагнетательные, так и эксплуатационные скважины. Есть некоторые трудности в определении направления таких профилей, так как вода не всегда движется по кратчайшим путям, что является результатом анизотропии пластов к горизонтальной плоскости. Кроме

Единственно правильным методом может служить только анализ объемной модели пласта, построенный по данным электрометрии и дифференциальным характеристикам скважин.

Построение карт изопакит, мест слияния пластов друг с другом и т.д. облегчает анализ, но не может полностью заменить объемную модель. В настоящее время у автора настоящей работы нет достаточных данных для построения такой модели экспериментального участка. Наибольшие приближения к действительности име

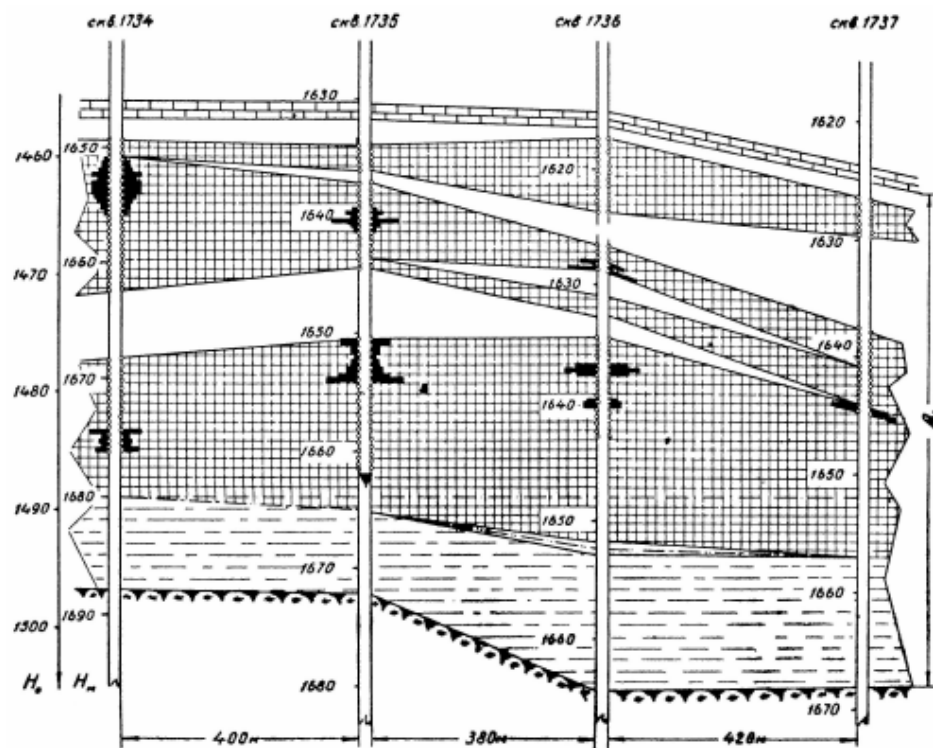


рис.34. Геологический профиль вдоль первого эксплуатационного ряда Южно-Ромашкинской площади через скважины №№ 1734, 1735, 1736, 1737.

ют либо звездный профиль от нагнетательной скважины¹, либо часть его по направлению движения воды, то есть по направлению к скважинам, отбирающим

¹ Звездный профиль — это график поперечных разрезов пластов, расходящихся во все стороны от нагнетательной скважины по направлению к эксплуатационным.

Все это с предполагаемым значением ВНК. При общепринятом положении результат несколько возрастет:

$$y^{1737} = \frac{1.2}{1.2} \approx 0.0$$

Реальное значение должно лежать где-то между этими крайними пределами.

Возможный коэффициент охвата пластов выработкой определится, как отношение суммы величин рабочих мощностей площадей к сумме значений их

$$h_z = \frac{h_{\text{эфф}}^{503} + h_{\text{эфф}}^{1737}}{h^{503} + h^{1737}} = \frac{1.4 + 1.2}{1.7 + 1.2} \approx 0.435$$

Определение коэффициента нефтеотдачи по охвату сделано без учета слоистости пласта, то есть, считая пачку пластов «б», «в» и «г» монолитом для профиля между скважинами №№ 503-1737. Из рисунка 35 видно, что включение в общую мощность пропластка «б» не вполне правильно. В данном направлении продвижение ФНВ по нему идет независимо от более нижних частей кажущегося монолита. Относительно двух других пропластков этого сказать нельзя. Наоборот, равенство давлений в них (рис. 45, 45а III том), почти одинаковая удельная приемистость, а, следовательно, и равно продвинувшийся ФНВ указывают на возможную связь между ними. Для более определенных выводов данных пока не хватает.

Вполне аналогичная картина наблюдается для соседнего профиля от скважины № 503 до скважины № 1736 (рис. 36). Отличие заключается в том, что мощная пачка слитых пластов от «б» до «д», существовавших в скважине № 1737, у соседней скважины распадается на ряд самостоятельных слоев. Отделяется двучленный пласт «б», а между средними и нижними пластами появляется небольшая глинистая перемычка, по которой наиболее вероятно располагается плоскость ВНК. Для этой скважины также существует неопределенная зона между предполагаемой и общепринятой отметкой зеркала ВНК. Но размер ее значительно меньше, чем у скважины № 1737. Если следовать дальше по ряду (рис. 34, 38, 39), то эта разница совсем исчезает. Для окончательного выяснения вопроса необходимо проследить за положением ВНК в скважинах, которые будут буриться на восточной окраине Южно-Ромашкинской площади в районе анализируемого участка. Особенно это будет относиться к будущей скважине № 1738.

Для профиля рис. 36 картина закачки воды не изменяется, так как кривая

узком интервале у самой кровли пласта «в» вызовет быстрое продвижение ФНВ в этом направлении. В результате произойдет преждевременное обводнение эксплуатационной скважины, прорвавшейся пресной водой.

В скважине № 503 летом 1960 г. распределение воды по пластам шло таким образом, что в пласт «б» из общего количества около 2000 м³/с попадало примерно 200 м³/с. Работаящая мощность этого пласта 5 м. В пласт «в» мощность 9 м – 1300 м³/с и в пласт «г» – 500 м³/с. У последнего $h_{эфф.} = 3,4$ м. Элементарный подсчет объемным методом показывает, что при равномерном распределении воды (2 млн. м³ во все стороны от скважины ФНВ за три с лишним года эксплуатации по пласту «б» принял форму круга с радиусом 300 м, а по пластам «б» и «Г» – с радиусом, равным 525-530 м. Учитывая, что форма ФНВ сжата соседними нагнетательными скважинами №№ 2096, 2097 и ограниченным отбором нефти на Лениногорской площади (одна скважина № 79 на расстоянии 2400 м), продвижение воды по пластам в направлении первого эксплуатационного ряда имеет несколько большую величину и должно достигать значений, соответственно раза в полтора больших (то есть 450 м и 750-800 м). Во всяком случае, говорить об обводнении первого ряда еще рано. Однако, как показывает рис. 26, возможно, что небольшой интервал отбора в скважине № 1737 привел к тому, что для нее ФНВ по узкому слою уже подошел к забою.

Несмотря на крайне высокое буферное давление, при обводнении на 10-15 % скважина встанет, задавленная столбом отстойной воды.

Нетрудно ориентировочно оценить коэффициент приемистости и отбора для скважин этого профиля. Отношение эффективной рабочей мощности пластов $h_{эфф.}$ к полной мощности h для скважины № 503 равно

$$y_{503} = \frac{h_{эфф.}^{503}}{h^{503}} = \frac{7.4}{27} \approx 0.8$$

для скважины № 1737 это соотношение будет

$$y_{1737} = \frac{h_{эфф.}^{1737}}{h^{1737}} = \frac{1.2}{22} \approx 0.054$$

В условиях лишь одностороннего использования ФНВ и уже проведенного разрезания участка нагнетательным рядом более близким к действительности будет не радиальный случай распространения воды по пласту, а линейный. поэтому на рис. 35-39 даны лишь односторонние разрезы пластов между нагнетательными и эксплуатационными скважинами. Радиальный или звездный профиль может быть составлен, например, для скважины № 503 из рисунков 33, 35, 36 и правой части рис. 34.

На рис. 35 дан профиль от скважины № 503 по направлению к скважинам №№ 1737, 1843. Их расположение в плане дано на рис. 32. Основной особенностью профилей данного типа является резко увеличенное расстояние между нагнетательными и эксплуатационными скважинами. В связи с этим достоверность экстраполяции пластов на расстоянии 1200-1500 метров в значительной степени понижается. Некоторым облегчающим обстоятельством служит подмеченное преимущественное простирание пластов в этом направлении. Это видно не только из карт изопакит Южно-Ромашкинской площади, но и из факта повышенного влияния закачиваемой воды на скважины, расположенные в этом направлении.

Как видно из графика, по данным электрометрии, от скважины № 503 пласты, за исключением «а», почти не меняя своей мощности, сходятся у скважины № 1737 в одну слитую пачку, которая в дальнейшем полностью распадается. Пласты «а» и «в» выклиниваются, «г» и «д» уходят под зеркало ВНК. К скважине № 1843 нефтенасыщенным остается только раздвоенный пласт «б».

При разборе профиля на рис. 33 было показано, что пласт «а» при расстояниях в 400-600 метров между скважинами и существующих давлениях нагнетания не принимает воды и не отдает нефти.

Это положение в еще большей мере справедливо для вытеснения нефти при длине интервала в 1200 метров. Для того, чтобы впредь не возвращаться к этому вопросу, следует отметить, что ни в одном профиле на экспериментальном участке этот пласт не принимает участия в нефтеотдаче. Для его выработки требуются либо повышенные давления нагнетания, либо уменьшение расстояния между нагнетательными и отбирающими скважинами. По-видимому, этот пропласток в данном районе месторождения следует считать самостоятельной

Средняя пачка пластов «б», «в» и «г» при почти неизменной мощности имеет небольшой уклон, соответствующий уклону верхней и нижней границ горизонта D_1 и тянется до скважины № 1737. Глинистые перемычки, отделяющие нефтеносные и водоносные песчаники в скважине № 503, к скважине № 1737 выклиниваются. При анализе разреза этой скважины создается впечатление, что он сложен из монолитного песчаника от самой подошвы горизонта D_1 до отметки 1637 м, то есть до кровли пласта «б». Линией ВНК со стандартной отметкой 1489 м этот интервал делится на две почти равные части. Как видно из рисунка, прострел произведен на 7 метров выше ВНК. Вероятно, предполагалась опасность подтя-

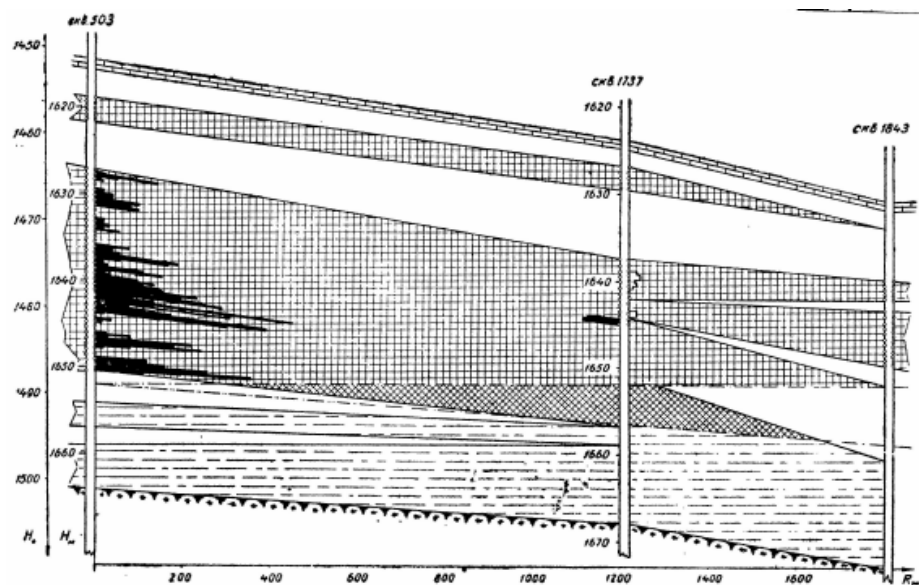


рис. 35. Осьеπεχνῖ γεζλζυθχερκθι οπζτθλό χεπεη ρκβῶζθνῖ
ТН 503-1737-1843.

гивания конуса нижней воды и обводнения скважины.

Что же показывают приведенные исследования?

В разделе, посвященном формированию ФНВ, уже отмечалось, что, несмотря на индивидуальность. Хорошим примером служат графики на рис. 45, 45а (III том). Давление в пластах оказывается различным, и по его вертикальному распределению видно, что пласты «б», «в» и «г» в скважине № 503 отделены друг от друга менее проницаемыми прослоями. Наклон соответствует общей тенденции пластов. Ориентиром, определяющим расчленение этих пластов, служат зоны

Вторым доказательством слоистости пластов и почти полное отсутствие вертикальной компоненты фильтрации являются перетоки, наблюдаемые экспериментально на скважине № 1737. Как уже отмечалось, происходят они в пласте, на первый взгляд кажущемся однородным. Причину их можно определить

на рис. 35. Где-то в районе между скважиной № 1737 и последующими скважинами второго (№ 1843) и третьего (№№ 1945 и 1946) эксплуатационных рядов пласт «б» расслаивается на два и отделяется глинистыми перемычками от остальных пластов, большая часть которых вообще выклинивается и замещается алевролитами и аргиллитами. Вполне естественно, что усиленный отбор нефти целым рядом скважин только из пласта «б» ведет к снижению давления в нем. Закачка воды через нагнетательные скважины не может, в силу дальности расстояния и слабой проницаемости пласта, обеспечить полностью замещение объема отобранной нефти. Вследствие этого давление на забое зажатой скважины первого ряда (№ 1737) оказывается выше, чем давление в пласте «б». Вместо отдачи он начинает поглощать нефть за счет перетока из пластов с более высоким давлением. Главным здесь является то, что переток происходит в кажущемся монолитном пласте через забой скважины. А это означает, что гидравлическое сопротивление вертикальной фильтрации жидкости в самом пласте больше, чем сопротивление перетока через ограниченную область скважины, которую на плоскости можно рассматривать как точку. Учитывая колоссальную площадь соприкосновения пластов «б» и «в», исчисляемую квадратными километрами $>10^{10}$ см², по сравнению с площадью скважины $<10^3$ см, можно считать, что проницаемость пластов по простиранию во много раз выше, чем по вертикали. Практически, по-видимому, даже при слиянии пласты можно считать изолиро-

Третьим фактором, являющимся и доказательством и следствием слоистости, является снижение уровня ВНК в скважине № 1737 по отношению к общепринятой отметке 1489-1490 м (1652 – для скважины № 1737). По коротажной диаграмме рис. 20 видно, что для данного участка высокое омическое сопротивление песчаников сохраняется до глубины 1658 м (1495).¹ Учитывая слоистость пластов, по профилю (рис. 35) можно понять, почему в данном районе нефтяной залежи произошло некоторое понижение зеркала подстилающей воды. Следуя общему наклону горизонта D_r глинистая перемычка в середине пласта «г», постепенно уменьшаясь по мощности с небольшим понижением, подходит к точке, где пробурена скважина

№ 1737. По ее границе установился уровень ВНК.

На рис. 35 та часть нефти, которая попала в интервал между теоретической и предполагаемой линией ВНК (обозначенные соответственно штрихом пунктиром с одной и двумя точками) осталась неучтенной. Более того, боязнь образования конуса обводнения не позволила перфорировать не только пласт «г», но и пласт «в». К чему это приведет на практике, предсказать трудно. Повышенный отбор нефти в

¹ Следует отметить, что данные замеров зондами большой длины значительно-

двух переходящих зон от воды к нефти.

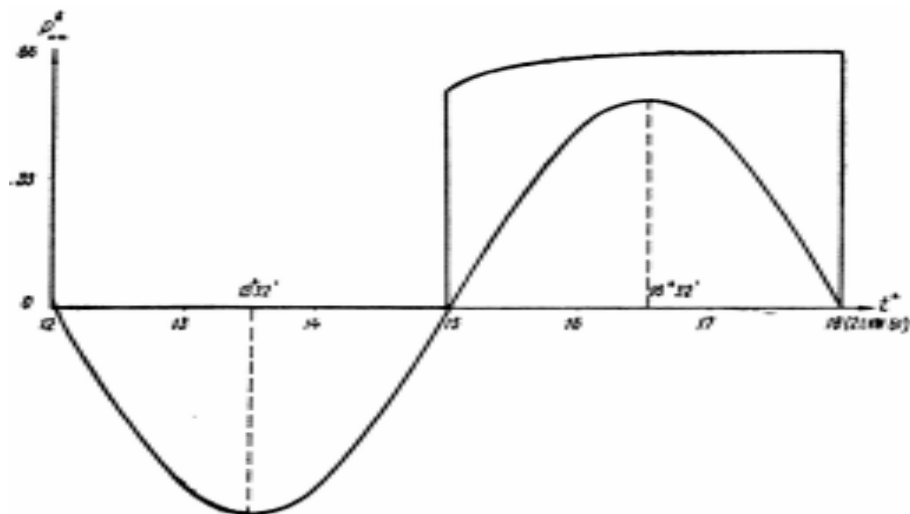


рис.45. Определение первой гармоники задающего сигнала для одного полного периода колебаний давления.

§ 23. Использование волн давления для экспериментального определения положения ФНВ в пласте

Общепринятым способом определения коэффициента пьезопроводности, характеризующего скорость распространения упругих возмущений в пласте, является соответствующая обработка кривых восстановления давления. Этот метод дает средние значения коэффициента пьезопроводности в бассейне данной скважины. При изменении упругих свойств пласта или заполняющей жидкости кривая восстановления давления реагирует на это изменение, но без указания конкретного места, где это произошло. Как уже отмечалось, теория этого метода такова, что использование кривых восстановления давления в неоднородных пластах теряет всякий смысл из-за различных значений давления в пропластках, перетоков жидкости и зависимости $h_{эфф.}$ от величины воронки депрессии.

у твердой поверхности поровых пород, уменьшающий эффективное сечение пор и тем самым снижающий проницаемость.

На практике это приводит к тому, что падение давления по нефтяной и водоносной частям горизонта идет по-разному, создавая наиболее неблагоприятные условия для работы эксплуатационных скважин. Действительно, снижение давления в водоносных пластах по трем вышеприведенным причинам весьма невелико, и у забоя эксплуатационной скважины оно лишь немного ниже, чем на забое нагнетательной скважины. Движение жидкости по этим пластам почти полностью отсутствует.

Совершенно иная картина в нефтеносных пластах. Отбор жидкости, сопротивление аномального слоя и высокая сжимаемость нефти приводят к тому, что давление по пласту очень быстро падает. Вот почему воронка депрессии между нефтяным пластом и забоем эксплуатационной скважины всегда намного меньше, чем перепад давления между забоем скважины и нижним, водоносным пластом. По абсолютной величине разность давлений, под которыми находится цементная изоляция обсадной колонны, может достигать 100 атм. на расстоянии нескольких метров. Вполне естественно, что под таким напором малейшие трещины цементного кольца и особенно места соединения цемента с породой становятся каналами, пропускающими нижнюю воду. Вот основная причина того, что почти все скважины первого эксплуатационного ряда обводнились водой.

Несколько иначе дело обстоит с образованием конусов обводнения и движением нижней воды вверх по породам продуктивного горизонта. Величина градиента давления, под действием которого происходит подъем воды, остается той же самой. Однако вертикальная компонента фильтрационного сопротивления определяется в данном случае не нарушением цементного кольца или дефектами цемента, а сопротивлением пород, слагающих разрез продуктивного горизонта. Как уже неоднократно отмечалось, неоднородность пород, под которой надо понимать не только разделение горизонта на пропластки, но и сложность самих пластов, настолько велика, что вертикальное перемещение жидкости почти исключается. Специально поставленные опыты помогут определить, какой должен быть средний удельный перепад давления для вертикальной составляющей фильтрации в реальных условиях Ромашкинского месторождения. Работы в этом направлении уже начались.

В настоящее время можно только отметить, что опасность образования конусов обводнения, предсказываемых, как и многое другое, из свойств однородных и изотропных пластов, сильно завышена. Большая и серьезная дискуссия по этому вопросу поднята в статье И.Я. Юрина. Опираясь на обширный фактический материал, он убедительно доказывает, что для девонских залежей проникновение нижней воды на забой эксплуатационной скважины объясняется, в основном, дефектами цементации обсадной колонны, а не конусами обводнения.

Несмотря на все благоприятные предпосылки при перфорации и извлече-

нефти из сложных водоплавающих пластов девонских горизонтов, вероятность некоторого подъема конуса подошвенной воды у забоя скважин все же не равна нулю. Чтобы почти полностью устранить это явление, а также уменьшить вероятность прорыва нижней воды по заколонному пространству, необходимо принимать какие-то меры технологического характера. На промыслах разработаны методы цементирования нижней части колонны с подачей цемента под малым и большим давлением, закачка в пласт тяжелых углеводородов, закупорка пластов стойкой водонефтяной эмульсией и так далее. Все эти мероприятия направлены на образование в пласте водонепроницаемых барьеров вблизи забоя эксплуатационных скважин и составляют группу пассивных способов.

Как известно, водоплавающие части залежи занимают обширные площади на Ромашкинском месторождении. Для повышения отбора нефти с этих участков и уменьшения ее обводненности необходимо, кроме упомянутых выше пассивных способов, разрабатывать активные методы борьбы с прорывом подошвенной воды.

Один из динамических способов борьбы с обводнением может быть основан на выравнивании давления в заводненной и нефтенасыщенной частях горизонта и ликвидации тем самым нежелательной вертикальной компоненты фильтрации жидкости. Учитывая тот факт, что нижняя подошвенная вода практически не принимает участия в процессе выработки нефтяных пластов, можно сбросить повышенное давление в этой части горизонта путем соединения его через забой скважин с нижележащими водоносными пластами $D_{II} - D_{III} - D_{IV}$. Искусственно созданный переток регулируется забойным штуцером таким образом, чтобы воронки депрессии в водоносной и нефтеносной частях пластов были одинаковы и вертикальная компонента градиента давления отсутствовала.

Так как сжимаемость воды почти на порядок меньше, чем нефти, и закачка воды под плоскость ВНК не производится, то достаточно небольшого отбора жидкости из обводненных пластов для значительного снижения давления в них. В связи с этим необходимая интенсивность перетоков воды в нижние горизонты будет невелика, и их емкости, по-видимому, хватит на все время отбора нефти.

В принципе, для создания регулируемых перетоков должен быть оборудован забой каждой эксплуатационной скважины, расположенной между внутренним и внешним контурами нефтеносности. Однако на первых порах для отработки методики можно использовать простаивающие скважины на экспериментальном участке.

Предлагаемый метод эксплуатации водоплавающих частей месторождения удачно сочетается со способом раздельного отбора нефти и воды после прорыва нагнетаемой воды на забой эксплуатационной скважины по наиболее проницаемым участкам нефтенасыщенной части коллектора. При этом перекачка воды в те же нижние горизонты будет продолжаться не только не самотеком, а механизированным способом.

$$U_1 = \frac{R}{t_1}$$

$$c = \frac{R^2 T_0}{4\rho^2 t_1^2} = 16350 \text{ см}^2/\text{сек}$$

Тогда

Исходя из данного значения пьезопроводности и предполагая средние значения для вязкости воды в пластовых условиях $m=1,5$ сантипуаза, пористость коллектора $m=0,2$, а сжимаемость воды и коллектора соответственно $4 \cdot 10^{-5}$ 1/атм. и 10^{-5} 1/атм., получим для проницаемости пласта между этими скважинами

$$k = c \cdot m (mb_b + b_c) = 440 \text{ миллидарси}$$

Расчет по более точной формуле с учетом зависимости скорости от рас-

$$c = \frac{v_1 R^2}{2 \left[n_n + \left(1 - \frac{1}{8} \right) p - d_n \right]} = 22150 \text{ м}^2/\text{сек}$$

стояния дает

и соответственно $k \approx 600$ миллидарси.

Измерения пьезопроводности пласта производились и между другими парами нагнетательных скважин. Например, между № 1065 и № 2095, а также № 1067 и № 2094. В обоих случаях отставание прихода сигнала по времени от задающих импульсов было в 2,5-3 раза большим, чем между скважинами № 503 и № 2096, при прочих равных условиях. Это говорит о том, что проницаемость пластов в этом районе несколько ниже. Большую роль при этом играет и неполный промыв пластов между скважинами. В этих случаях на пути волн давления расположены два переходных участка от воды к нефти и, наоборот, от нефти к воде. За счет капиллярных сил и особенно из-за образования водонефтяной эмульсии на границе раздела фаз давление на этих переходных зонах испытывает скачок, усиливая затухание. За счет меньшей скорости распространения сигнала по нефти увеличивается и отставание сигнала по фазе.

Более уверенно можно сказать об участке горизонта D_I между скважинами № 503 и № 2097. Все попытки принять сигнал на скважину № 2097 не дали результатов. Испытывались периоды колебаний от 3 до 24 часов. Во всех случаях фиксировались лишь флуктуации давления, форма которых была аналогична верхней кривой, изображенной на рис. 43, то есть без явных признаков периодического сигнала. Причиной этого может быть выклинивание продуктивных пластов. Одна ко более вероятно, что затухание сигнала вызвано эмульсией в пласте и наличием, по крайней мере,

Приемная скважина прореагировала на это ростом давления и нарушением формы периодической кривой.

Основной вывод, который можно сделать из проведенных измерений, заключается в том, что нефтяной пласт для волн давления представляет из себя среду, в которой каждая гармоника периодических колебаний распространяется с разной скоростью и различным затуханием.

Практически это означает, что на достаточном удалении от возмущающей скважины распространяется лишь первая гармоника задающих импульсов. Рис. 43 полностью подтверждает это положение. Несмотря на то, что в прямоугольном импульсе присутствует очень большое число различных гармоник, приемная скважина фиксирует лишь первую в виде чисто косинусоидальной кривой. Это очень важное для практики обстоятельство, в значительной мере облегчающее использование различных формул, полученных для определения параметров пласта с помощью волн давления. Кроме этого, снимается ограничение с формы задающих импульсов. Так как от них распространяется лишь первая гармоника, то практическое значение имеет только амплитуда в период задающих колебаний. Форма их может быть произвольной, но по возможности близкой к синусоидальной или косинусоидальной.

Приближенный гармонический анализ дает возможность разложить любую форму периодических колебаний и выделить первую гармонику. На рис. 45 дано такое разложение для колебаний давления на устье скважины № 503, имевших место 21 июня 1960 года с 12 до 18 часов дня.

(Данные взяты из рис. 43). Как известно, смещение максимума и минимума первой гармоники очень невелико по отношению к средним значениям для прямоугольных импульсов. Это смещение составляет всего две минуты.

Наибольший интерес для определения пьезопроводности C и проницаемости пласта k представляет разность фаз задающего и пришедшего колебаний. Сопоставляя данные рисунков 43 и 45, можно заключить, что величина смещения t_1 двух периодических кривых составляет для периода $T_0=6$ часов – 3 часа 28 минут. Учитывая, что расстояние между забоями скважины составляет $R=376$ м и пренебрегая временем распространения возмущений по стволу скважин, можно найти величину пьезопроводности и проницаемости пласта между скважинами №№ 503 и 2096.

Средняя скорость распространения первой гармоники волн давления в пласте равна, с одной стороны, [3 § 11]

$$U_1 = \sqrt{2} \omega_1 = \sqrt{2c \frac{2p}{T_0}} \quad (II-1)$$

с другой

Введение динамического метода эксплуатации водоплавающей части залежи позволит сократить обводненность добываемой нефти и сохранить существующие установки по обезвоживанию лишь как вспомогательные механизмы.

Неизбежным следствием слоистости пластов, а девонские месторождения, по-видимому, все в той или иной мере обладают этими свойствами, является поршневой тип вытеснения нефти водой. При этом скорость продвижения воды по прослоям с различной проницаемостью идет с различной скоростью. Это в какой-то мере учитывается при проведении анализа состояния разработки. Однако кроме проницаемости, как это видно из приведенных выше примеров, на скорость и характер продвижения ФНВ влияет профиль отбора нефти.

И при законтурном, и при внутриконтурном заводнении ничтожность сроков разработки залежи по сравнению с общим временем естественного формирования ВНК коренным образом меняют пути и характер движения пластовых вод. Искусственное воздействие на пласт нарушает естественное распределение пластовой энергии. Все это необходимо учитывать при тех или иных глубинных измерениях отдельных параметров пласта в процессе эксплуатации.

Наиболее надежным способом определения подъема ВНК, например, считается анализ кернового материала и электрокаротажа вновь пробуренных нагнетательных, эксплуатационных или специальных оценочных скважин. Однако слоистость пластов и связанный с ней сложный профиль пластовых давлений в процессе эксплуатации могут в значительной степени исказить результаты, полученные такими методами.

Это связано с тем, что при вскрытии продуктивного горизонта, уже охваченного заводнением, нарушаются глинистые и алевролитовые перемычки, разделяющие отдельные прослои. Через образовавшиеся окна начинаются перетоки жидкости, выравнивающие давления по этажам на данном участке залежи. Как правило, в промытых, заводненных, более проницаемых частях пласта, давление будет значительно выше, чем в остальных, еще нефтенасыщенных интервалах. При веденные примеры для Ромашкинского и Бавлинского месторождений показывают, что такая разница может достигать 30-40 атм. Перетоки под таким давлением неизбежно приведут к заводнению призабойной зоны. Каротаж на этих участках может ошибочно показать обводненность всего горизонта и тем самым создаст впечатление полного промыва пластов по всей мощности.

После того, как началась промышленная разработка слоистой залежи и в продуктивном горизонте установилось какое-то динамическое распределение пластового давления, для контроля за разработкой нужны также динамические методы, основанные на всем комплексе трехмерного анализа.

Приведенный выше краткий и далеко не полный анализ геологических профилей экспериментального участка и характера движения ФНВ по продуктивному

необходимо дальнейшее совершенствование технологии разработки Ромашкинского месторождения. Одним из возможных путей повышения нефтеотдачи и увеличения безводного периода выработки сложных нефтяных пластов является раздельная эксплуатация пропластков.

Два фактора облегчают переход от разработки Ромашкинского месторождения, как единой изотропной залежи, к выработке нефти по отдельным пропласткам. Первый - это уже разработанная и принятая на нефтепромыслах схема раздельной закачки воды и раздельного отбора нефти из двух пластов через одну скважину.

Второй фактор заключается в том, что благодаря литологической неоднородности и высокому положению ВНК горизонта D_1 каждой нагнетательной или эксплуатационной скважины не бывает одновременно более четырех нефтенасыщенных пропластков. Следовательно, новая технология эксплуатации потребует в предельном случае удвоения числа скважин, считая, что через каждую можно эксплуатировать по два пропластка. На самом деле эта цифра сильно завышена. Анализ участка показывает, что существуют большие площади месторождения, у которых имеются лишь один или два пропластка. Остальные либо замещены алевролитами, либо ушли под плоскость ВНК.

Там, где имеются три нефтеносных слоя, возможно в некоторых случаях объединение двух, сходных по условиям пластов единым фильтром с дополнительным контролем в процессе выработки. Однако ряд участков все же потребует бурения новых скважин.

Основными преимуществами раздельной эксплуатации являются следующие:

Точки дополнительного бурения будут намечаться при лучшей изученности структуры пластов, поэтому ошибки в бурении в значительной степени сократятся.

Площадь, приходящаяся на каждую скважину, отбирающую нефть, будет уменьшена. Уменьшится и доля пластов, не подвергающихся выработке из-за выклинивания.

Сократятся расстояния между нагнетательными и отбирающими скважинами, что приведет к росту градиента давления и увеличению эффективной мощности работающих пластов. Увеличится и нефтеотдача за счет уменьшения толщины аномального слоя. Все это, в свою очередь, приведет к значительному повышению коэффициента нефтеотдачи по вертикальному охвату z_z .

Возрастет коэффициент охвата и в плане месторождения, то есть z_{xy} , так как уменьшатся размеры целиков, не охваченных заводнением и выработкой.

Наконец, самое главное, основная масса нефти будет добыта в безводный период эксплуатации. После того, как тот или иной пропласток будет выработан и обводнится, его выключат из эксплуатации. В скважине останется

Дальнейшее увеличение числа импульсов показало, что стабилизация режима в пласте происходит лишь через 4-6 колебаний. После этого сигнал на принимающей скважине становится чисто периодическим.

Нарушения общего перераспределения давления в пласте можно в значительной мере избежать, если не просто прекращать закачку воды в пласт, но и пускать скважину на самоизлив. Это, как уже отмечалось, почти вдвое увеличивает амплитуду задающих колебаний и в значительной мере способствует стабилизации режима работы пласта. Однако, несмотря на это, опыт показывает, что всевозможные переходные процессы в пласте заканчиваются лишь через 3-4 периода возмущающих колебаний. Только после этого, начиная с 4-5 колебания, сигнал на приемной скважине становится чисто периодическим, удобным для экспериментальной обработки.

На рис. 43 приведены такие установившиеся колебания с периодом в 6 часов, снятые на вторые сутки после перевода возмущающей скважины на периодический режим. Такая форма принимаемых сигналов уже легко поддается математической обработке. Однако малейшие нарушения в периодичности или амплитуде задающих импульсов искажают периодическую кривую, фиксируемую на другой скважине. На рис. 44 в качестве примера приведена серия колебаний с периодом в 5 часов, когда из-за несогласованности действия кустовой насосной станции и сотрудника, работавшего на скважине № 503, произошло искажение формы задающих импульсов.

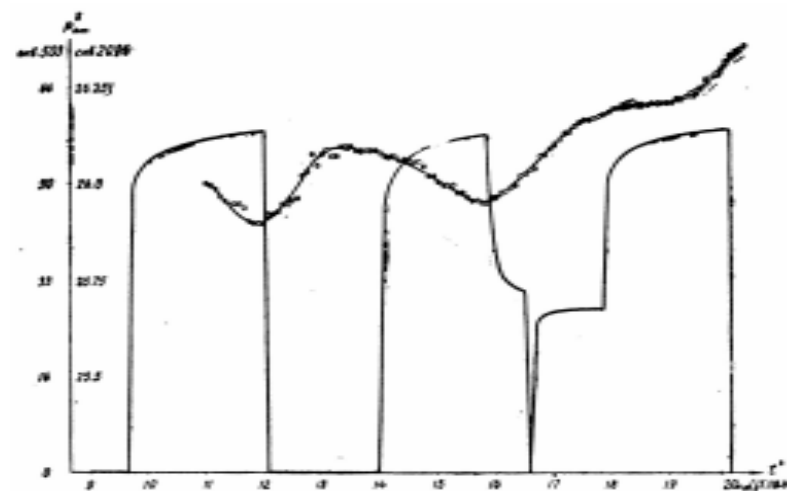


Рис. 44. Пример нарушенной формы кривой волны давления и соответствующего искажения приемного сигнала.

атмосферы.

Значительно труднее определить скорость распространения возмущения по пласту или время, в течение которого сигнал от скважины-генератора дошел до скважины-приемника. И начальная часть дошедшего изменения давления, и его максимум сильно размыты. Вследствие этого одиночные импульсы различной длительности можно использовать в основном для качественных, а не количественных измерений, то есть для определения гидравлической связи между скважинами. После разработки соответствующей теории и одиночный импульс может быть использован для количественных измерений. Парный импульс с периодом в 7 часов изображен на рис. 42.

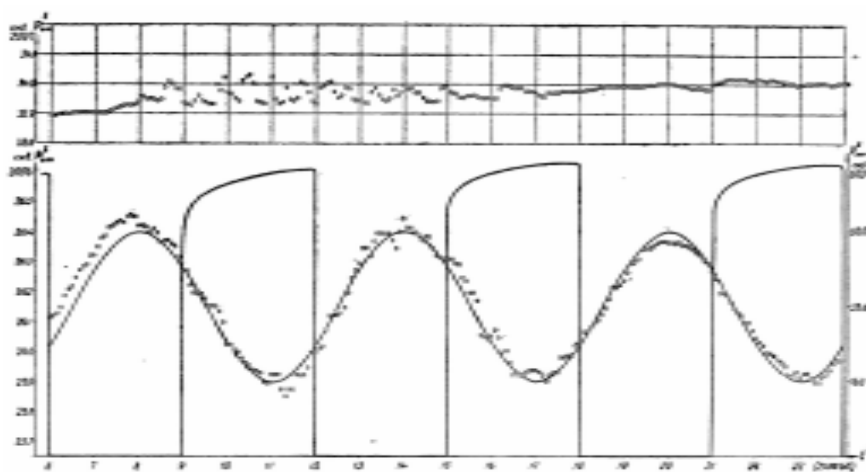


рис. 43. Форма волн давления на скважине-генераторе (503) и скважине-приемнике (№2096) в установившемся режиме. В верхней части чертежа точками нанесены показания манометра на устье скважины №2097.

Парный импульс с периодом в 7 часов изображен на рис. 42. Вследствие того, что скважина половину времени не работает, суммарное количество воды, нагнетаемое в пласт за один период, уменьшается вдвое. Изменение режима и уменьшение закачки приводит к общему падению давления в пласте в зоне действия данной нагнетательной скважины. Благодаря этому принимаемый сигнал состоит из суммы двух кривых: кривой общего падения давления в пласте и периодических колебаний, вызванных задающими импульсами.

Обработка таких кривых для получения параметров пласта также вызывает

двух других пластов. При этом выработанные пласты цементируются или пакеруются, а другие два перфорируются и эксплуатируются раздельным способом. Аналогичная процедура производится на соседней скважине. Таким образом, скважины как бы меняются местами, и безводный период отбора нефти продолжается еще некоторое время, в течение которого будет отобрана нефть из оставшегося целика между скважинами.

Для раздельного нагнетания воды необходима удвоенная сетка скважин. Связано это с тем, что попеременная закачка воды в две пары пропластков в одной нагнетательной скважине нежелательна из-за сильного охлаждающего действия больших масс воды. Действительно, необходимость в подобном переключении возникнет лишь через несколько лет после того, как будет выработана одна пара пропластков на всем протяжении от нагнетательной до эксплуатационной скважины. За это время другая пара успеет охладиться прошедшей водой. Нефть в них частично потеряет подвижность и нефтеотдача этих пластов будет низкой.

Для повышения эффективности выработки необходимо чтобы ФНВ двигался одновременно по всем нефтенасыщенным пропласткам примерно с одинаковой скоростью.

В нагнетательных скважинах переключение закачки от одних пластов в другие может производиться только в виде исключения при освоении скважин и начальном этапе их работы, то есть тогда, когда это мероприятие позволит улучшить условия формирования и продвижения ФНВ в пластах.

ГЛАВА VI

ΚΕΝ ΠΕΛΑ ΗΪ ΒΥΨΤΑΕ ΚΕΙ ΟΛΤΡ ΕΒ ΟΕ

ΟΠΕΡ ΘΠΤΝΘΗ

§ 21. Возможные методы определения местоположения искусственно созданного фронта нагнетаемой воды

Одним из наиболее важных параметров каждого вновь открытого нефтяного месторождения является местоположение внешнего контура нефтеносности или границы залежи. В процессе эксплуатации в зависимости от наличия и активности приконтурных вод эти границы могут перемещаться. При системе законтурного заводнения платов форма и скорость перемещения границ внешне-го и внутреннего контуров нефтеносности становятся важными критериями разработки. Возникает насущная необходимость создания различных методов контроля за текущим положением и за перемещением этих контуров в пласте. Для внутриконтурной выработки нефтяных пластов при сильно развитой сети фронтов нагнетаемой воды, созданных внутри месторождения, контроль и регулирование их продвижения становятся основными задачами эксплуатации. Без этого немыслима рациональная, научно обоснованная разработка месторождения. Различные схемы внутриконтурного заводнения должны оцениваться по тому, каким способом предлагается определять положение ФНВ в пласте и в какой степени технология эксплуатации предусматривает наличие тех или иных возможностей для регулирования его движения.

В принципе для определения местоположения границы раздела «нефть-вода» в пласте может быть использован любой вид движения, который способен переносить информацию: электромагнитные колебания, упругие волны, гравитационное поле и др. Вопрос встает лишь о чувствительности и разрешающей способности методов.

Пространственное залегание пластов в недрах земли позволяет развить все эти методы на две группы. В основу классификации положено направление

К первой группе относятся методы определения местоположения ФНВ с поверхности земли в перпендикулярном направлении к плоскости пластов. Основным преимуществом этой группы методов является возможность работы на дневной поверхности, а, следовательно, без ограничения в конструкции измерительных приборов. Кроме этого, измерения позволяют получить не только форму ФНВ в плоскости ХУ, то есть в плане месторождения любых размеров, но и определить суммарную мощность промытой части нефтяных пластов, независимо от профиля ФНВ.

Первые опыты, проведенные по приему волн давления, показывали, что на стадии предварительного изучения, а также для облегчения внедрения метода в промысловую практику, можно ограничиться приемом сигналов на поверхности.

Специальные измерения в остановленной эксплуатационной скважине при наличии в стволе газонефтяной смеси показали, что передача давления по стволу идет со скоростью звука в данной среде. На определение расстояния от забоя скважины до ее устья требуется всего 2-3 секунды. Учитывая, что распространение упругого возмущения по пласту идет со скоростью на четыре порядка меньшей, этими погрешностями можно пренебречь. Определение затухания волн давления в стволе скважины, вызванных сжимаемостью нефти, не производилось. Там же, где ствол заполнен водой, этой погрешностью в амплитуде, по-видимому, также можно пренебречь.

Обычно фиксирование волн давления на приемной скважине производилось одновременно тремя манометрами: образцовым на 60 атм. и двумя сильфонными. Один из сильфонных манометров устанавливается в затрубном пространстве, а другой соединялся с лифтовыми трубами. На рис. 42 приведены показания обоих манометров. Как видно, показания их слегка различаются лишь в дневное время за счет флюктуаций давления. В вечерние часы они работают синхронно. Это может служить косвенным доказательством того, что и скорость распространения сигнала в лифтовой колонне и кольцевом пространстве, а также затухание в них примерно одинаковы.

Нет большого смысла и в сильном повышении чувствительности приборов. Как и все остальные параметры, давление даже в остановленной скважине испытывает небольшие флюктуации, вызванные, вероятно, влиянием большого количества работающих скважин на данной площади. Как показали исследования, для более надежной фиксации сигналов необходимо увеличивать период задающих колебаний. Для каждой пары скважин в зависимости от расстояния между ними и проницаемости коллектора, период зондирующих колебаний устанавливается экспериментально. Амплитуда приходящих сигналов должна быть не меньше одной десятой атмосфер.

Для определения основных закономерностей распространения в пласте отдельных импульсов и волн давления было проведено большое количество измерений. На рис. 41 – 44 приведены наиболее характерные данные. Все они получены при прохождении колебаний между скважинами № 503 и № 2096 и отличаются лишь числом, формой и периодом задающих возмущений.

Одиночный импульс, полученный путем прекращения нагнетания воды в скважину, изображен на рис. 41. Амплитуда его – около 30 атм., длительность

Сигнал, приходящий к скважине-приемнику, совсем не похож на задающий импульс. Не трудно определить лишь его амплитуду – она составляет около 0,75

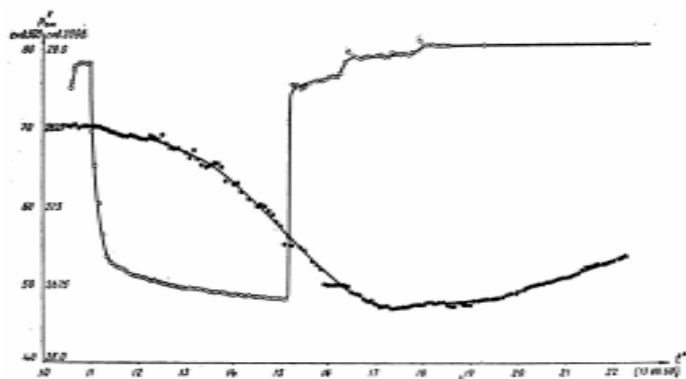


рис.41. Одиночный импульс снижения давления, полученный путем прекращения нагнетания воды в скважину № 503. Нижняя кривая описывает изменения давления, принятые на скважине № 2096.

Значительно более сложная задача встает при обнаружении волн давления на скважине-приемнике. Амплитуда колебаний давления при этом на два-три порядка ниже, чем на задающей скважине. Вследствие этого для приема сигналов требуется высокочувствительная аппаратура, которая может различать слабые изменения при высоком общем уровне давления. Для этой цели были разработаны чувствительный глубинный узкодиапазонный дистанционный манометр, описанный в главе II и дифференциальные устьевые манометры.

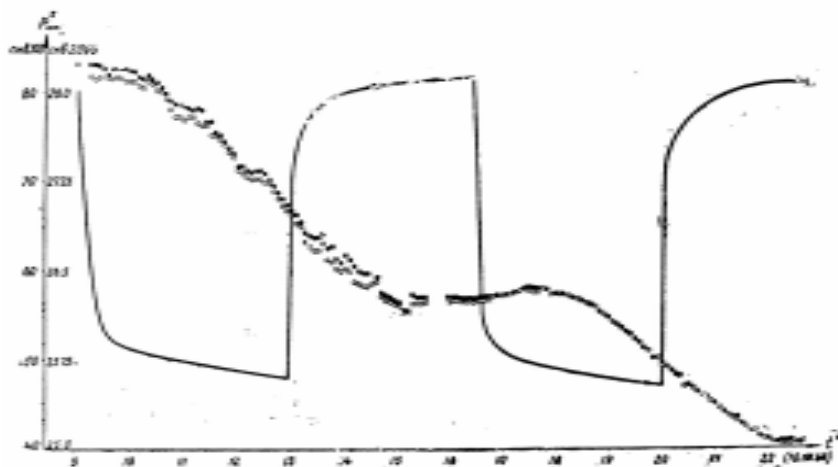


рис.42. Парный импульс снижения давления на скважине № 503 и форма кривой, принятая на скважине № 2096. Черные и белые точки соответствуют показаниям 2-х манометров.

Вторую группу составляют методы, при которых зондирующий сигнал распространяется по нефтенасыщенным коллекторам вдоль плоскости их залегания. Для них необходимо наличие скважин для подхода к пластам, подачи и приема сигнала. Если в первой группе расстояния между точками замера в принципе могут быть сделаны сколь угодно малыми, вплоть до непрерывной записи, то для второй группы точность определения контура зависит от числа и расстановки скважин в плане месторождения. Чем больше эксплуатационных скважин отбирают нефть из бассейна данной нагнетательной скважины, тем точнее может быть выявлена фигура ФНВ в плане пласта. Определить в деталях особенности профиля ФНВ этим способом, по-видимому, не удастся, так как всегда будет определяться какая-то усредненная величина.

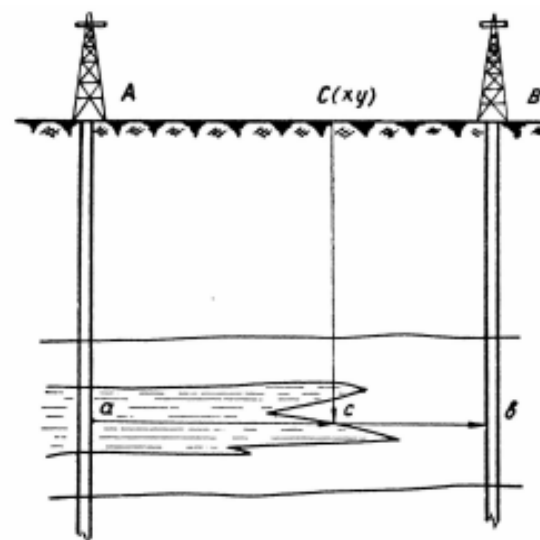


рис.40. Схема возможных способов определения местоположения ФНВ в горизонтальной плоскости.

Одним из возможных методов первой группы следует считать гравитационный. Он основан на определении изменения ускорения силы тяжести в данной точке поверхности при замещении в пласте нефти водой. Несложные расчеты показывают, что в реальных условиях Ромашкинского или какого-либо другого месторождения девонской нефти при залегании пласта на глубине 1500-2000 м и его мощности в 5-15 метров изменения в g будут измеряться микрогаллами

(галл – 1 см/сек²). Такие слабые колебания обусловлены, с одной стороны, небольшой разницей в удельном весе нефти (0,8 г/см³) и воды (1,0 – 1,2 г/см³), с другой – тем, что основную массу пласта заполняет песчаный коллектор (80 %), а не пластовая жидкость.

Современные гравиметры, основанные на микроскопических свойствах вещества, в основном на силе упругости, не обеспечивают необходимой точности измерений. В настоящее время Казанский университет работает над созданием прибора, реагирующего на ничтожно малые изменения массы. Принцип работы прибора основан на молекулярных свойствах твердого тела – ядерном магнитном резонансе.

Этот же прибор предполагается использовать и для определения состава воды, закачиваемой в пласт через различные нагнетательные скважины разрезающего ряда. Искусственно создаваемая небольшая примесь какой-либо водорастворимой соли позволяет различать воду той или иной нагнетательной скважины. Проба, взятая из обводнившейся эксплуатационной скважины, укажет, откуда пришла прорвавшаяся на забой вода.

Из второй группы методов некоторые надежды можно возлагать на распространение по нефтяному пласту низкочастотных электромагнитных колебаний. Для этого, правда, требуется специальное оборудование забоя скважины в виде отрезка обсадной колонны, электрически изолированного от всей остальной части и расположенного непосредственно против продуктивного горизонта. Это требование резко ограничивает будущие возможности метода.

Более удобно производить определение положения ФНВ в пласте между скважинами способом, основанным на распространении в пласте волн, генерируемых возмущающей скважиной. При его использовании нет необходимости в подземном переоборудовании скважин и уникальной измерительной аппаратуре. В последующих параграфах излагаются основы метода и приводятся результаты предварительных испытаний его на экспериментальном участке.

§ 22. Экспериментальные исследования пласта с помощью волн давления

Изучение закономерностей распространения в пласте упругих возмущений производилось, как и основная масса остальных работ, на экспериментальном участке в юго-восточном углу Южно-Ромашкинской площади. Для облегчения поставленной задачи на первом этапе использовался в основном обводнившийся участок между скважинами (нагнетательными) №№ 503 и 2096. Небольшое расстояние между скважинами (376 м) и высокая проницаемость коллектора (~600 миллидарси) позволяли отрабатывать аппаратуру и методику измерений, пользуясь относительно короткими периодами возмущающих колебаний (3-8 часов). На все время, пока производились исследования, то есть июль и август

были остановлены соседние нагнетательные скважины изучаемого участка месторождения (№ 1065, № 2097). Это позволило в значительной мере уменьшить влияние различных побочных факторов и стабилизировать давление в пласте. Наблюдавшееся небольшое общее падение давления в горизонте Д₁ за счет продолжавшегося отбора нефти эксплуатационными рядами носило плавный, равномерный характер и не влияло на проводимые измерения. Остановки и изменения режима эксплуатационных скважин повышали уровень флюктуационных колебаний давления. Днем, в основное рабочее время операторов, этот уровень шумов в пласте был в 2-3 раза выше, чем в вечерние и ночные часы. Наиболее наглядно это видно по верхней кривой рисунка 43. Амплитуда шумов в дневные часы на устье простаивающих нагнетательных скважин достигает 0,1 атмосферы.

Источником возмущения давления в пласте служила в основном скважина № 503. На ее забое формировались как отдельные импульсы, так и их различные серии с разными амплитудами и периодами. Практически использовались три варианта формирования задающих импульсов давления.

1. Прекращение нагнетания в пласт воды на определенный отрезок времени, либо наоборот, пуск скважин под закачку после длительной ее остановки (рис. 41, 42).

2. Пуск скважины под закачку воды в течение первого полупериода создаваемой волны давления с последующей остановкой нагнетания и переводом скважины на самоизлив во второй полупериод. Это мероприятие примерно вдвое увеличивает амплитуду создаваемых возмущений и, кроме того, имеет еще одно немаловажное преимущество. При такой работе скважины-генератора вода, нагнетаемая в пласт в течение первого полупериода, выбрасывается из него за второй полупериод. За счет этого общее давление в пласте почти не изменяется, а генерируются лишь упругие волны (рис. 43 и 44).

3. Наконец, в некоторых случаях амплитуда колебаний увеличивалась за счет повышения давления нагнетания. Для скважины № 503 это можно было делать, не меняя насосов на кустовой станции. Благодаря высокой приемистости этой скважины давление на ее головке сильно понижено и составляет лишь около 60 % от давления, развиваемого насосами. При подключении второго насоса параллельно первому или последовательно с ним приемистость скважины возрастает, но вместе с этим растет и давление на ее забое. В этом случае показания манометра на устье скважины достигают 80-90 % от давления, развиваемого насосами. Естественно, что при этом возрастает амплитуда колебаний давления.

Фиксирование формы задающих импульсов производилось на устье скважины с помощью обычного образцового манометра и визуального снятия его показаний. При дальнейших прикидочных расчетах потери на трение в стволе скважины и сжимаемость воды не учитывались. Однако можно предполагать, что при проведении серии опытов во всех случаях искажение формы за счет этих причин было примерно одинаковым и на сопоставимость результатов не повлияло.

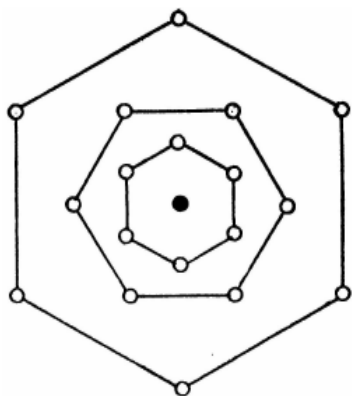


Рис.53.Схема 3.

ница в том, что нет поворота внешнего ряда относительно внутреннего, но вместо этого в серединах сторон внешнего шестиугольника добавлено по одной эксплуатационной скважине. За счет этого увеличивается симметричность отбора нефти и увеличивается соотношение числа нагнетательных и эксплуатационных скважин (1:11).

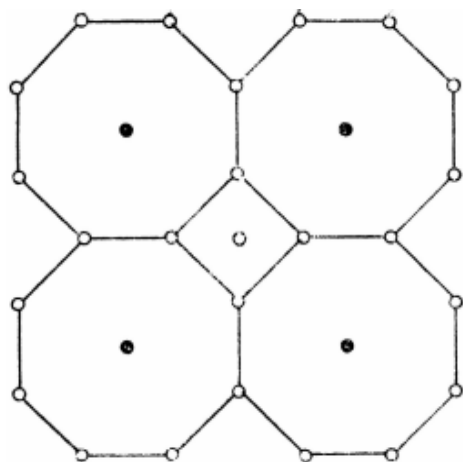


Рис.54.Схема 4.

Схема 4 (рис. 54). Вся плоскость пласта заполняется правильными восьмиугольниками, в вершинах которых располагаются эксплуатационные скважины. В центрах образовавшихся квадратов располагается еще по одной эксплуатационной скважине. Соотношение 1:5. Возможности регулировки скорости

Волны давления открывают новые возможности при изучении пластов в процессе эксплуатации. Эти возможности обусловлены тем, что метод волн давления определяет не средние значения коэффициента пьезопроводности для жижины, а его величину в определенном направлении. Пьезопроводность пласта становится не скалярной, а векторной величиной.

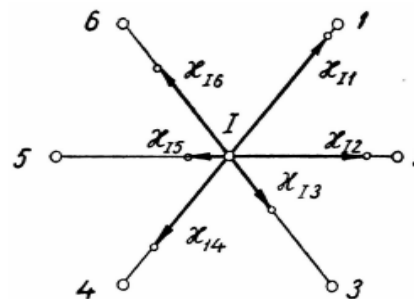


Рис.46.Примерный график розы пьезопроводностей для нагнетательной скважины при семиточечной схеме расстановки скважин

На рис. 46 приведена нагнетательная скважина «I» и шесть окружающих ее эксплуатационных скважин. Очевидно, в данном случае можно замерить шесть значений коэффициента пьезопроводности χ_{ik} и построить по ним розу пьезопроводности нагнетательной скважины I.

Подобная диаграмма, построенная в плане месторождения, то есть в плоскости XY, позволит сделать заключение о наиболее вероятных скоростях, с которыми будет перемещаться нагнетаемая в пласт вода по тем или иным направлениям.

Есть и другие преимущества. Волны давления можно использовать для определения положения фронта нагнетаемой воды по отмеченным направлениям. А это позволяет, в свою очередь, не только контролировать положение ФНВ, но и активно вмешиваться в его продвижение, увеличивая или уменьшая отбор нефти из отдельных скважин, что изменяет скорость его движения в данном направлении. Равномерное растягивание ФНВ позволит произвести более равномерную выработку нефтяных пластов и не допустить преждевременного обводнения

Метод определения положения ФНВ основан на сильной зависимости величины пьезопроводности пласта от свойств заполняющих его жидкостей.

Элементарный расчет показывает, что при заполнении пласта нефтью или водой за счет различия вязкости и упругости жидкостей коэффициент пьезопроводности по величине может изменяться в несколько раз.

Примем вязкость нефти и воды в пластовых условиях равными 2,5 и 1,5 с антипуазам соответственно. Сжимаемость нефти и воды соответственно 10^{-4} 1/атм. и $4 \cdot 10^{-5}$ 1/атм. Сжимаемость породы $\epsilon_c = 10^{-5}$ 1/атм. Пористость $m=0,2$.

Величина вязкости воды умышленно несколько завышена, учитывая низкую температуру воды, закачиваемой в пласт и возможность образования эмульсии, то есть берется крайнее, наиболее невыгодное для данного метода значение.

$$C_H = \frac{k}{m_H(m b_H + b_c)} = \frac{k}{2,5(0,2 \cdot 10^{-4} + 10^{-5})} = 1,3 \cdot 10^4 k$$

При заполнении такого же коллектора водой, после вытеснения нефти

$$C_B = \frac{k}{m_B(m b_B + b_c)} = \frac{k}{1,5(0,2 \cdot 4 \cdot 10^{-5} + 10^{-5})} = 3,7 \cdot 10^4 k$$

Как видно, последнее значение почти в три раза больше, чем предыдущее (при условии, если проницаемость k остается постоянно). Такое различие не только вполне обнаружимо, но и позволяет довольно точно фиксировать во времени постепенную выработку пластов и замену нефти водой.

Наиболее просто производится определение положения ФНВ, если первое измерение пьезопроводности пласта по данному направлению произведено до начала нагнетания воды, то есть была определена величина C_H . Значения C_B для этого же направления можно вычислить по известным значениям вязкости и сжимаемости воды. Определение расстояния l от нагнетательной скважины до ФНВ по известным величинам R – расстояния между скважинами и C_H и C_B можно произвести, если известно текущее значение отставания волн давления по фазе.

В первом приближении можно считать¹, что скорость распространения первой гармоники волн давления в водяной зоне (рис. 47) равна

$$U_b = \sqrt{2c_b v_1} \quad (I-13)$$

13)

$$\text{и в зоне нефти} \quad U_H = \sqrt{2c_H v_1} \quad (I-14)$$

Тогда время расхождения сигнала между скважинами

$$t_1 = t_b + t_H = \frac{l}{U_b} + \frac{R-l}{U_H} = \frac{l(U_H - U_b) + R U_b}{U_b U_H} \quad (I-15)$$

15)

$$l = \frac{U_b(U_H t_1 - R)}{U_H - U_b} \quad (I-16)$$

откуда

которой расположены в вершинах правильного шестиугольника на расстоянии R_1 от центральной нагнетательной скважины. Эта система обрамляется еще одним эксплуатационным рядом, отстоящим от центральной скважины на расстояние R_2 ($R_2 > R_1$). Скважины в этом ряду расположены также в вершинах правильного шестиугольника, повернутого относительно внутреннего на 30° .

Таким образом, за эксплуатационную ячейку (площадь) принимается область, ограниченная правильным шестиугольником. В силу симметрии стороны этого шестиугольника являются линиями тока. Подобная форма легко стыкуется с соседними ячейками и может покрывать площадь неограниченных размеров. Внешние ряды каждой ячейки являются общими для всех соседних. В приведенной на рис. 51 схеме на одну нагнетательную скважину приходится восемь эксплу-

Дебиты эксплуатационных скважин устанавливаются согласно розе пьезопроводностей каждой ячейки (рис. 46) таким образом, чтобы движение ФНВ шло равномерно по всему периметру. Основная нагрузка по отбору нефти ложится на внешние, общие ряды. Внутренние скважины обеспечивают регулировку движения ФНВ до и после их обводнения. Систематический контроль за продвижением ФНВ осуществляется с помощью волн давления.

Схема 2 (рис. 52). Схема расстановки получается из первой, если добавить еще один ряд эксплуатационных скважин, также в виде правильного шестиугольника, повернутого на 30° относительно внешнего.

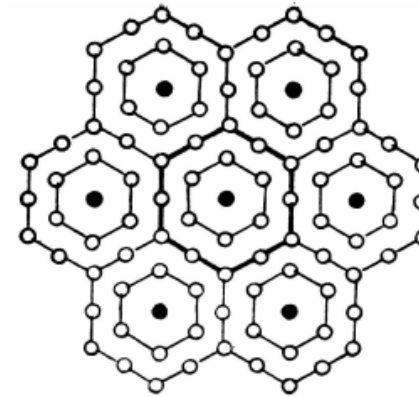


Рис.52.Схема 2.

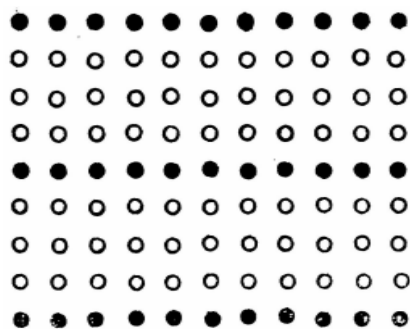
В такой ячейке уже 14 эксплуатационных скважин на одну нагнетательную. Ее эксплуатация ничем не отличается от схемы первого типа, лишь возможности для регулировки ФНВ значительно шире.

Схема 3 (рис. 53). Эксплуатационная ячейка аналогична схеме рис. 51.

Элементарные схемы в силу своей предельной простоты во многом несовершенны. Они экономически нерентабельны, в них практически трудно регулировать движение ФНВ путем изменения отбора или закачки, слишком большие потери в целиках на конечной стадии разработки и др. Чтобы устранить эти недостатки, схемы усложняют. Например, на Ромашкинском месторождении принята повсеместно схема параллельных рядов, когда между двумя нагнетательными батареями помещают 5-6 рядов эксплуатационных скважин (рис. 50) таким образом, соотношение одного и другого вида скважин поддерживается в пределах 1:5 – 1:6. Как нетрудно видеть из рис. 50, с уменьшением числа эксплуатационных рядов эта схема переходит в пятиточечное расположение скважин (рис. 48).

Не останавливаясь на детальном анализе особенностей этого типа размещения скважин, можно отметить, что точки зрения изложенных принципов внутриконтурной выработки сложных пластов, более перспективными являются усложненные системы внутриконтурного заводнения, которые в пределе переходят в семиточечную ячейку (рис. 49).

Рис.50. Схема расположения скважин, существующая на Ромашкинском месторождении.



На рис. 51 приведена одна из таких возможных систем. За основу эксплуатационной ячейки принята семиточечная схема, эксплуатационные скважины

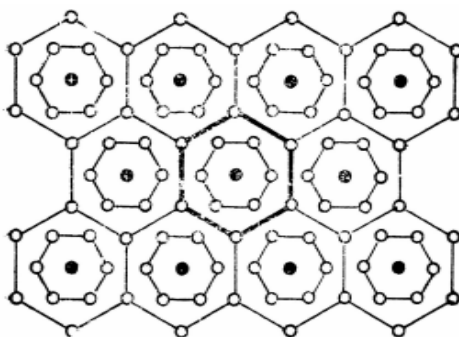
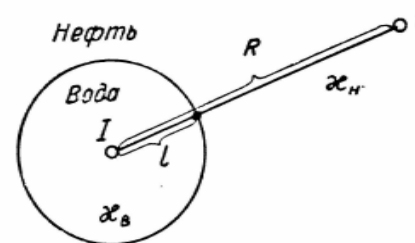


Рис.51. Схема 1.



Независимо от автора, аналогичная формула получена Э.Б. Чекалюком.

Экспериментальная попытка определить положения ФНВ между скважинами № 503 и № 1736, а также между № 503 и № 1737 была сделана летом 1960

рис.47. Схема определения расстояния до ФНВ между нагнетательной и эксплуатационной скважинами.

Период задающих колебаний равнялся 24 часам. Этот опыт показал, что при таких больших расстояниях ($R=1200$ м) и при наличии в пласте переходной зоны между нефтью и водой, необходимы значительно большие периоды колебаний для получения четких сигналов на скважинах-приемниках. Для облегчения работы должны использоваться самопишущие манометры.

На основании материалов, изложенных в предыдущих главах и относящихся к дифференциальным характеристикам пласта, может сложиться впечатление, что при неоднородном продуктивном горизонте, состоящем из нескольких разобитых пропластков, определение положения ФНВ не имеет смысла, так как разные скорости распространения воды по пропласткам сильно усложняют картину профиля ФНВ в продуктивном горизонте. Однако, как уже отмечалось, при распространении волн давления имеет место различная скорость распространения сигнала и разное затухание в пласте с разной проницаемостью даже для первых гармоник, поэтому сигнал придет лишь по наиболее проницаемому пласту, вскрытому перфорацией в обеих скважинах. Продвижение воды и связанное с ним увеличение начальной пьезопроводности будет максимальным по этому пропластку. Следовательно, волны давления сигнализируют о продвижении воды в наиболее опасном слое, грозящем обводнением. А это и является главной задачей при контроле разработки.

Дальнейшие опыты покажут, возможен ли приход сигнала по другим пропласткам с другой амплитудой и другим отставанием по фазе. В этом случае пришедший сигнал необходимо будет подвергать гармоническому анализу и выделению составляющих компонент с последующим анализом по отдельности. Дифференциальные характеристики скважин и геологический профиль между ними облегчают интерпретацию результатов исследования.

На пути внедрения метода волн давления для определения ФНВ следует отметить пока два осложняющих фактора:

- 1) изменение проницаемости коллекторов в процессе выработки нефти за счет динамики аномального слоя на поровой поверхности;
- 2) переменная величина вязкости воды по простиранию, зависящая от темст-

ратуры пласта.

Если по первой причине нет пока каких-либо экспериментальных данных, то о влиянии второй на величину пьезопроводности можно говорить вполне определенно. Так, например, пьезопроводность между скважинами № 503 и № 2096 за один год с августа 1959 г. до августа 1960 г. уменьшилась примерно на 10 %. Учитывая, что обе скважины нагнетательные и соединены обводненным проплаком, можно было ожидать лишь роста пьезопроводности за счет дальнейшего вытеснения нефти из зоны между скважинами. Уменьшение же может быть вызвано только падением температуры пластовых жидкостей и ростом их вязкости. Последующие измерения в августе 1961 года показали, что падение пьезопроводности этого участка продолжается, но темп его стал значительно ниже. За период с 1960 до 1961 года пьезопроводность уменьшилась лишь на 2-3 %. Отработкам методики определения ФНВ с помощью волн давления

§ 24. Периодическая эксплуатация нефтяного пласта

С волнами давления связана другая интересная особенность разработки нефтяных месторождений – периодическая эксплуатация.

В 1959-60 гг. при экспериментах были получены данные, подтверждающие целесообразность такого метода добычи нефти.

Нагнетательная скважина № 503 при изучении волн давления в течение длительного времени работала в периодическом режиме: закачка воды – самоизлив. Было замечено, что через четыре-пять колебаний в изливаемой воде появляются признаки нефти. Чем больше работает скважина в таком режиме, тем выше процентное содержание нефти в воде. Через 4-5 суток примесь нефти увеличилась до того, что необходимо было принимать меры для очистки воды перед сбросом. Как уже отмечалось, это была примесь легких фракций нефти.

Подобное явление на первый взгляд кажется очень странным, если учесть, что скважина № 503 от момента перевода ее под нагнетание до 1960 г. приняла более двух миллионов кубометров воды. Кроме того, при генерировании волн давления за один полупериод в пласт закачивалось воды значительно больше, чем изливалось в течение второго полупериода.

Более внимательное рассмотрение процессов, происходящих в нефтяном пласте при периодическом нагнетании, показывает, что появление нефти в отдаваемой пластом воде – явление вполне закономерное.

В принципе периодическую работу нефтяного пласта можно объяснить на простейшей модели. Допустим, что пласт или его отдельный пропласток состоит из двух слоев. Один – с хорошей проницаемостью, другой – с несколько худшей. Чаще всего на практике лучшие коллекторские свойства наблюдаются у центральных частей пропластка с постепенным уменьшением пористости и проницаемости к кровле и подошве.

По инерции эта же схема использована и при внутриконтурном заводнении. Однако перенесение нагнетательных скважин внутрь контура нефтеносности, как уже отмечалось выше, является качественно новым видом заводнения. игнорирование специфических особенностей нагнетания воды непосредственно в нефтенасыщенный продуктивный горизонт вызвало целый ряд осложнений, часть из которых была отмечена в предыдущем параграфе и других главах диссертации. Приведенные замечания частично относятся и к схеме расстановки скважин и понятию эксплуатационной площади.

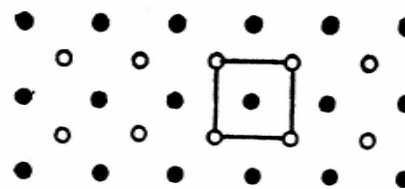


Рис.48 Пятиконечная система расположения скважин при площадном заводнении

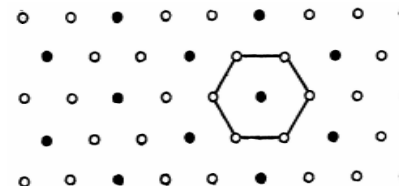


Рис.49. Семиточечная система расположения скважин при площадном заводнении.

В литературе неоднократно отмечалось, что по схеме размещения скважин внутриконтурное нагнетание воды в нефтяную залежь в пределах стремится к площадному заводнению. Общеизвестно также, что имеется два простейших типа размещения скважин при площадном заводнении: в виде пятиконечной и семиточечной ячейки (рис. 48 и 49). Между ними имеется не только количественное, но и качественное различие. В пятиконечной схеме имеет место соотношение между скважинами 1:1, в семиточечной – на одну нагнетательную приходится по две эксплуатационные. Кроме того, в пятиконечном варианте нагнетательные и эксплуатационные скважины образуют ряды (рис. 48), в то время как в семиточечной схеме каждая нагнетательная скважина окружена сплошным кольцом эксплуатационных скважин (рис. 49).

Большим преимуществом метода внутриконтурной выработки является возможность поднятия давления нагнетания вплоть до значений, соответствующих гидроразрыву пластов. Целесообразность повышения давления нагнетания или соответствующего сближения нагнетательных и эксплуатационных скважин определяется в значительной степени экономическими соображениями.

Серьезным вопросом проектирования является абсолютное значение пластового давления в процессе разработки месторождения. Имеющиеся, пока весьма скудные, давления в процессе эксплуатации и по поведению аномального слоя нефти на поровой поверхности говорят в пользу того, что пластовое давление при разработке должно быть примерно равно начальному природному давлению в продуктивном горизонте. В этом случае почти вся нефть сохраняет подвижность и может быть вытеснена несмешивающимся с ней рабочим агентом. Дальнейшие исследования покажут, в каких пределах возможно отклонение текущего пластового давления от его начального значения без существенного уменьшения нефтеотдачи¹.

Из этого, очень краткого изложения видно, что принцип внутриконтурной выработки нефтяных пластов тесно связан с количественным соотношением между нагнетательными и эксплуатационными скважинами, схемой их взаимного расположения и плотностью размещения их на месторождении.

Как известно, установление оптимальной связи между плотностью сетки скважин и нефтеотдачей пластов является одной из важнейших проблем нефтяной промышленности. В поисках ее решения используются различные пути: ведутся обширные теоретические исследования, ставятся грандиозные промышленные эксперименты, тщательно анализируется современное состояние нефтедобычи и разработки нефтяных месторождений.

Благодаря тому, что в нашей стране широкое распространение получили методы искусственного воздействия на пласт, и разбуривание месторождений ведется по научно-обоснованному проекту разработки, не менее остро необходимо поставить вопрос об относительном размещении нагнетательных и эксплуатационных скважин и численном соотношении между ними.

Как это отмечалось еще в ранних работах, при законтурном и приконтурном заводнении наиболее целесообразно и экономически выгодно параллельное расположение рядов нагнетательных и эксплуатационных скважин вдоль внешнего или внутреннего контура нефтеносности. Согласно этому подобное расположение скважин и осуществляется на отечественных месторождениях, разрабатываемых с поддержанием пластового давления.

¹ В приведенных рассуждениях не учитывались методы теплового воздействия на пласт и вытеснения нефти смешивающимися с ней агентами

При пуске скважины под нагнетание воды волна давления, развиваемая водой, будет значительно быстрее продвигаться по более проницаемому слою. За счет этого в двухслойном пропластке появится вертикальная составляющая давления которая несколько подождет менее проницаемый слой за счет перетока в него некоторого количества жидкости. При стационарном режиме это приведет к перераспределению давления и установлению равновесия. При сбросе давления на забое нагнетательных или эксплуатационной скважины, или одновременно на обоих концах пласта, волна пониженных значений давления по-прежнему пойдет быстрее по более проницаемому слою, и в пласте снова возникнет вертикальный градиент, но уже другого знака. Под действием его жидкость начнет перемещаться в обратном направлении – из слабо проницаемого слоя в более проницаемый. Для чисто нефтяной зоны эти перемещения не играют какой-либо роли. Для заводненного участка пласта картина будет несколько иная. При включении давления в слабопроницаемый пласт будет внедряться вода. При сбросе давления она частично возвращается назад, но вместе с ней возможно и поступление некоторого количества нефти. Поступая в более проницаемый слой, она подхватывается и продвигается дальше с потоком воды.

Чем дальше уходит ФНВ от забоя нагнетательной скважины, тем большей становится пьезопроводность промытой части пласта (охлаждение пласта может нарушить эту закономерность), тем быстрее продвигается по нему волна давления.

При периодическом режиме работы скважин знак вертикального градиента в пласте меняется каждый период. При этом периодически происходит вспрыскивание нефти в обводненную часть пласта. В результате этого возможно частичное извлечение нефти из слабопроницаемой части залежи, то есть той части, которая оставалась неподвижной при стационарном режиме и не извле-

Наилучшие результаты будут, по-видимому, получены при периодической работе одновременно и нагнетательных, и эксплуатационных скважин с самого начала эксплуатации данной пары. Причем время включения и выключения скважин должно быть согласовано так, чтобы периодическая работа эксплуатационной скважины отбором нефти усиливала переменный вертикальный градиент давления, развиваемый в пласте нагнетательной скважиной.

Периодическая эксплуатация пласта имеет целый ряд преимуществ перед стационарной:

1. Работа эксплуатационных скважин в режиме с повышенным значением $h_{эфф.}$. Ограничение отбора производится остановкой скважины. Для нефтеотдачи это значительно более благоприятный фактор, чем ограничение отбора путем зажима скважины при стационарном режиме.
2. Увеличение нефтеотдачи за счет извлечения нефти из слабопроницае-

в основном граничных, участков отдельных пропластков.

3. Возможность непосредственного и непрерывного контроля за продвижением ФНВ методом волн давления. Уменьшение отставания по фазе колебаний, пришедших от нагнетательной скважины, будет сигнализировать о скорости движения воды в пласте по направлению к данной эксплуатационной скважине.

4. Облегчается очистка скважин от парафина путем применения импульсного метода (см. том III).

5. Уменьшается количество обслуживающего персонала. Однако периодическая эксплуатация не решает вопроса об извлечении нефти из отдельных разобщенных пропластков в условиях сложного строения продуктивного горизонта типа Д₁. Для этого, как уже говорилось, необходима раздельная эксплуатация и увеличение числа нагнетательных и эксплуатационных скважин.

Возможны и другие теневые стороны периодической эксплуатации, требующие своего уточнения. Это, например, некоторое уменьшение общего объема воды, принимаемого нагнетательной скважиной, и возможность эмульгирования нефти и воды в пласте со снижением его проницаемости. Все это, в основном, предположения. Главные преимущества и недостатки покажет опытная эксплуатация какого-либо участка месторождения при самом тщательном контроле и исследовании всех процессов, происходящих в пласте.

В связи с идеей периодической эксплуатации следует отметить, что после обводнения эксплуатационных скважин и перевода их на форсированный отбор жидкостей нефтеотдача пластов несколько увеличивалась. Объясняется это расширением нефти в непромытых участках при уменьшении давления и вытеснением ее в те части коллектора, где идет интенсивное движение жидкости от нагнетательной к эксплуатационной скважине. Считается, что при таком разовом сбросе давления нефтеотдача увеличивается на 1-1,5 %.

Этот факт, а также анализ разработки Покровского месторождения Куйбышевской области позволили Л.М. Сургучеву предложить для увеличения нефтеотдачи способ периодической закачки воды в нагнетательные ряды на втором этапе разработки после обводнения эксплуатационных скважин. Это предложение относится к вторичным методам добычи и предназначено для исправления недостатков, допущенных в начале эксплуатации залежи.

При плановой разработке месторождений и составления научно-обоснованных проектов их эксплуатации мероприятия, необходимые для увеличения текущей и конечной нефтеотдачи, должны проектироваться и внедряться с начальных этапов выработки пластов, так как максимально возможное количество нефти должно добываться в безводный период. Периодическая эксплуатация, как и другие мероприятия, предложенные в настоящей работе, отвечают именно этим требованиям.

Основное преимущество внутриконтурной выработки нефтяных пластов перед другими уже известными методами состоит в том, что в зависимости от расположения скважин и давления, развиваемого при нагнетании в пласт вытесняющего агента, можно получить практически любую, наперед заданную величину скорости выработки пластов и добычу нефти с данного месторождения. Необходимые капиталовложения определяются потребностями страны в нефти и ее разумной себестоимостью. Расстановка эксплуатационных скважин вокруг нагнетательных должна обеспечивать также возможность контроля и регулировки продвижения ФНВ для получения максимального охвата выработкой нефтяных пластов, как по простиранию, так и по вертикали.

Темп выработки определяется пьезопроводностью пластов и перепадом давления, под действием которого движется ФНВ. В свою очередь, рабочий градиент давления зависит от величины давления на забоях нагнетательной и эксплуатационной скважин и расстояния между ними. Чем выше перепад, тем выше нефтеотдача пластов и темп их выработки. Так как основное падение давления происходит в призабойных зонах нагнетательной и эксплуатационной скважин, то уменьшение их фильтрационного сопротивления – одна из главных задач повышения темпов выработки и удешевления себестоимости нефти. Задача облегчается тем, что к этим частям пласта имеется доступ через забой скважин.

Расстояние между нагнетательными и эксплуатационными скважинами R

$$R \leq \frac{P_n - P_{заб}}{|\Delta P_{сдв.}|}$$

(I-18ё)

где P_n и $P_{заб.}$ – давление на забой нагнетательной и эксплуатационной скважин, а $|\Delta P_{сдв.}|$ – то наименьшее значение градиента, которое необходимо иметь для экономически целесообразной выработки наихудшей части пласта. В свою очередь, по значению $|\Delta P_{сдв.}|$ определится величина работающей мощности коллектора. Сумма этих значений по пропласткам даст общую мощность продуктивного горизонта, которая ляжет в основу подсчета вырабатываемых запасов нефти на данном месторождении.

Дальнейшее уменьшение расстояния между нагнетательной и эксплуатационной скважинами, по сравнению с тем, что дается выражением (III-I) в случае знака равенства, не даст, по-видимому, экономически оправданного повышения нефтеотдачи, а приведет лишь к увеличению темпов выработки. В связи с этим большой интерес представляют исследования по влиянию скорости движения ФНВ в реальных пластах на все три компонента коэффициента нефтеотдачи. Некоторые данные по этому вопросу уже имеются в литературе.

В-четвертых, частичное обводнение эксплуатационных скважин осложняет сбор и транспорт нефти и т.п.

Исходя из материалов предыдущих глав, можно сделать несколько замечаний о расстановке скважин и последовательности их ввода в эксплуатацию.

Так, кажется неоправданным распределение запланированного отбора нефти на всю площадь, находящуюся внутри кольца нагнетательных скважин. Большое удаление эксплуатационных скважин от ФНВ приводит к малым градиентам давления в пласте, большей устойчивости аномальных слоев и занижению коэффициента охвата по оси Z. В результате этого вода продвигается только по узким слоям наиболее проницаемой части коллекторов. Большие расстояния между скважинами, ограничение отбора из первых рядов и нагрузка на задние эксплуатационные ряды создают самые благоприятные условия для разрезания залежи по горизонтали. А это, с точки зрения последующей добычи остаточной нефти, намного хуже, чем разрезание залежи в плане месторождения, когда остается возможность дополнительного бурения на оставшиеся языки и целики нефти.

Анализ разработки той или иной площади по усредненным данным закачки воды и отбора нефти часто маскирует истинное положение вещей на ее отдельных участках.

Перечисленные примеры не исчерпывают, конечно, всех осложнений, вызванных механическим переносом схемы законтурного заводнения в новые условия. Настоящая работа и не ставила перед собой такой цели. Из всего вышесказанного вытекает лишь необходимость более глубокого теоретического обоснования технологии добычи нефти для таких больших месторождений, как Ромашкинское или Ново-Елховское.

§ 26 Принцип внутриконтурной выработки нефтяных пластов и его применение на Ромашкинском месторождении

Нагнетание воды или какого-нибудь другого рабочего агента, вытесняющего нефть, непосредственно в продуктивный горизонт с самого начала разработки месторождения, будет, по-видимому, в будущем основным элементом эксплуатации средних и крупных по своим размерам нефтяных месторождений платформенного типа.

Формирование и продвижение вновь созданного фронта рабочего агента в пласте будет основным фактором в разработке и эксплуатации месторождения, подчиняющим себе все остальные стороны технологии нефтедобычи.

Для интенсификации добычи нефти все месторождение развивается на ряд элементарных ячеек-площадей. Под эксплуатационной площадью в этом случае следует понимать бассейн одной или нескольких нагнетательных скважин, на который распространяется влияние закачиваемого рабочего агента.

ГЛАВА VII НЕКОТОРЫЕ ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ВНУТРИКОНТУРНОЙ ВЫРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ

§ 25. Особенности существующего варианта внутриконтурного заводнения на Ромашкинском месторождении

Введение на Ромашкинском месторождении системы внутриконтурного заводнения было смелым прогрессивным шагом в технологии нефтедобычи. Первые же годы эксплуатации подтвердили основные преимущества нового типа заводнения: резко повышенную интенсивность разработки месторождения с использованием в первую очередь наиболее продуктивных частей залежи, заметное сокращение капитальных затрат на тонну добытой нефти, снижение ее себестоимости и др. С введением системы внутриконтурного заводнения появилась возможность извлекать из недр земли столько нефти, сколько потребуется для обеспечения развивающегося по плану народного хозяйства страны.

Однако в осуществленном варианте внутриконтурного заводнения, как и во всяком новом деле, обнаружились также и недостатки. Некоторые из этих недостатков были устранены в самом начале разработки усилиями авторов проекта и промысловых работников. К ним относятся, например, большие размеры центральных площадей: Миннибаевской, Абдрахмановской, Павловской и др., внутренняя часть которых не испытывала влияния от закачки воды. Для обеспечения запланированного уровня добычи нефти, на этих площадях были пробурены центральные нагнетательные ряды и несколько дополнительных рядов эксплуатационных скважин. С этой же целью было поднято давление на линии нагнетания.

Как видно из приведенного примера, подобная доработка генеральной схемы была связана с недостаточностью первоначальных сведений о строении и параметрах Ромашкинского месторождения и неточностью гидродинамических расчетов.

С годами, постепенно стали вырисовываться и серьезные осложнения в процессе эксплуатации, вызванные неучтенной в проекте вертикальной и горизонтальной анизотропией горизонта D_1 и неоднородностью нефти, как пластовой жидкости. Этому вопросу посвящены почти все предыдущие главы настоящего раздела. Большое количество исследований в этом направлении проводится, как на нефтепромыслах, так и в различных научно-исследовательских институтах. Раздельная эксплуатация пропластков продуктивного горизонта Ромашкинского месторождения вышла в настоящее время из стадии обслуживания и начала внедряться в практику разработки отдельных площадей.

Особо следует подчеркнуть появление при внутриконтурном заводнении совершенно новых явлений, возникших из-за непосредственного контакта нагнетаемой воды с нефтью. К ним пока можно отнести нарушение температурного режима месторождения и развитие анаэробной микрофлоры в заводненной части нефтяного пласта, разбухание глин при контакте с пресной водой. Все эти фак-

Чтобы уяснить сущность еще одной группы недостатков, вызванных в основном неоправданными допущениями и недоработкой самого метода внутриконтурного заводнения, лучше всего рассмотреть работу одной или нескольких площадей, расположенных внутри контура разработки, когда, кроме этих площадей, остальная часть залежей еще не разбурена.

В качестве примеров можно взять все те же Миннибаевскую, Абдрахмановскую, Павловскую и Южно-Ромашкинскую площади. Все они оконтурены разрезающими рядами нагнетательных скважин. Анализ продвижения воды от этих рядов показывает, что полезное действие производит только часть закачиваемой воды. Остальная масса ее поднимает давление на прилегающих к ней не разбуренных площадях, совершенно бесконтрольно внедряется в них по произвольным направлениям. По этой причине имели место осложнения при разбуривании Зай-Каратаевской площади. В аналогичном положении находится Лениногорская площадь и др. Кроме этого практика геофизических контуров показала, что из-за различия давления в пропластках на вновь разбуриваемых площадях, прилегающих к действующим нагнетательным рядам, и вызванных этим перетоком жидкости на забоях новых скважин затруднена интерпретация данных бокового каротажного зондирования.

Основным недостатком подобного рода является немалый коэффициент использования нагнетаемой воды и не повышенное давление на периферийных площадях, а тот побочный эффект, который они вызывают. В центральной части Ромашкинского месторождения, на линии внешних разрезающих рядов, существует обширная зона повышенного давления (200-220 атм.), причем градиент его направлен к внешней границе залежи. Под действием этого перепада давления и закачиваемой воды нефть из центральных участков начинает перемещаться к периферии и раздвигает внешние контуры нефтеносности месторождения. В качестве примера можно привести уже упоминавшуюся Лениногорскую площадь, где разгон нефти идет от Южно-Ромашкинского нагнетательного ряда за внешний контур, расположенный всего в нескольких километрах от него.

Характер продвижения ВНК в этом случае в какой-то мере может быть проиллюстрирован примером, описанным С.А. Султановым и И.Г. Полуяном для Бавлинского нефтяного месторождения. Скважины № 214 и № 216 этого месторождения, попавшие в водоносную часть пласта и служившие несколько лет подряд пьезометрами, в результате движения контура ВНК под действием нагнетаемой воды стали фонтанировать почти безводной нефтью. Не исключено, что подобное явление может повториться и на Ромашкинском месторождении,

например, с расположенной недалеко от внешнего контура залежи пьезометрической скважиной № 75, давление на которой непрерывно растет.

К приведенным выше недостаткам существующей системы разработки Ромашкинского месторождения, связанным как это нетрудно видеть, с механическим переносом принципов законтурного заводнения в новые условия, следует отнести также и отсутствие надлежащего контроля за формированием и продвижением ФНВ от нагнетательных рядов.

Известно, например, что Абдрахманово-Павловский разрезающий ряд обслуживает две смежные площади, каждая из которых эксплуатируется по своей технологии отбора нефти. Даже в административном отношении эти площади принадлежат различным нефтепромышленным управлениям (Лениногорскнефть и Азнакаевнефть). Несмотря на то, что фронт воды единый, каждое управление интересуется только той частью, которая расположена на его территории. В связи с этим к темпам, количеству и распределению закачиваемой воды предъявляются часто противоречивые требования.

Если обратиться к картам текущего состояния разработки в период 1956-60 гг., то по ним легко заметить неравномерность, как закачки воды, так и отбора нефти по отдельным скважинам. Вполне естественно, что это приводит к асимметричности ФНВ в продуктивных пластах даже в том случае, когда эксплуатируются площади по обе стороны от нагнетательного ряда. Еще большая асимметричность ФНВ будет наблюдаться при тех обстоятельствах, когда отбор нефти идет только с одной стороны от разрезающего ряда. В начальный период эксплуатации эта особенность движения ФНВ не заметна. Однако она сильно затруднит эксплуатацию в водный период, когда обводнится один из эксплуатационных рядов.

О недостатках при разрезании площади и частичной потере нефти при этом уже говорилось. Стихийное неконтролируемое движение ФНВ в пласте так же, как и всякие отступления от равномерного растягивания его и образование языков обводнения – явление нежелательное по многим причинам.

Во-первых, промытая часть пласта обладает большой пьезопроводностью по отношению к остальной части, еще заполненной нефтью, что будет приводить к

Во-вторых, за счет охлаждения нефти не только через кровлю и подошву пропластка, но и по краям прорвавшихся языков воды будут образовываться участки с большой вязкостью нефти и мощным аномальным слоем на поровой поверхности. Эти своеобразные стенки водного коридора, даже без выпадения парафина в пласте, не позволят впоследствии повернуть ФНВ в нужном направлении. Как показывают расчеты, влиянием охлаждения при эксплуатации можно пренебречь только в зоне, лежащей перед ФНВ.

В третьих, при неконтролируемом продвижении воды возможно загибание линий тока по направлениям залегания пластов с лучшей проницаемостью и обход больших участков с пониженной пьезопроводностью.

показал, что скважины осваиваются под нагнетание значительно лучше, если они предварительно хорошо дренированы, т. е. длительное время работали как эксплуатационные.

Равнозначное отношение к нагнетательным и эксплуатационным скважинам, зафиксированное в Генсхеме, привело к тому, что промысловики стали злоупотреблять дренированием скважин и задерживать перевод их в число нагнетательных. В результате некоторые высокодебитные скважины в нагнетательных рядах эксплуатировались на нефть в течение 5-10 лет, сохранились такие скважины и досих пор. Непонимание центральной роли нагнетательной скважины при внутриконтурном заводнении вот уже много лет приводит к тому, что из нагнетательных скважин добывают сотню тонн нефти, а 200-300 тонн недобирают в эксплуатационных рядах.

В нагнетательном ряду при сложной структуре продуктивного горизонта не должно быть ни одного пропуска, ни одной бездействующей скважины. Основной закон внутриконтурного заводнения – на каждый кубометр закаченной воды добывать кубометр пластовой жидкости. Т. к. на каждую нагнетательную скважину приходится 6-7 эксплуатационных, то во сколько же раз нужно усилить внимание к каждой нагнетательной скважине. Особенно нельзя жалеть затрат при освоении скважин под закачку, т. е. в тот момент, когда решается судьба нефтеотдачи и темпа выработки целого участка месторождения с запасами от нескольких сотен тысяч до 1-3 миллионов тонн нефти.

Казанский университет наибольшее количество рекомендаций вносил именно по этому важнейшему вопросу, решающему судьбу разработки и объема текущей добычи нефти.

Для сохранения природной приемистости пластов необходимо:

1) Гарантированное вскрытие перфорации всего интервала по разрезу скважин, не делая пропуска против мелких глинистых прослоев. Лучшие всего, если перфорация будет гидронесконструйной.

2) Промывка каким-либо растворителем в горячем состоянии ствола скважины и призабойной зоны от корки смоло-асфальтеновых отложений, уменьшающих сечение пор для прохода воды.

1) Закачка первых порций горячих растворителей нефти для предотвращения образования водонефтяной эмульсии в призабойной зоне, чье фильтрационное сопротивление определяет, в основном, приемистость скважины.

2) Создание на Ромашкинском месторождении хотя бы одного парогенератора с давлением на выходе 180-200 атм. для освоения скважин острым паром.

3) Через некоторое время, после того, как фронт закачиваемой воды отойдет на расстояние 50-100 м. от забоя скважины, ввести в нее абразивный материал, взвешенный в каком-то загущенном носителе и, путем многократного его

разным направлениям ограничены.

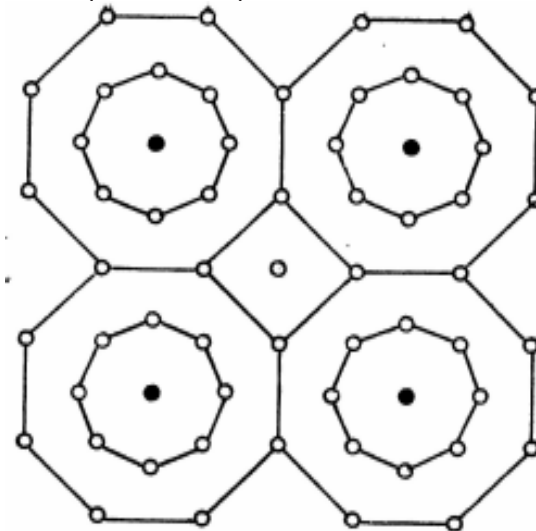


Рис.55.Схема 5.

Схема 5 (рис. 55). Подобная схема расстановки скважин получается из схемы 4, если внутри восьмиугольника вписать еще один ряд эксплуатационных скважин, расположенных так же в вершинах восьмиугольника, но повернутого относительно первого на $22,5^\circ$. Соотношение скважин 1:13. Методы регулировки и контроля те же, что и у схемы 1.

Для всех разобранных схем не представляет особого труда написать выражение функции давления для случая одножидкостного пласта в условиях водонапорного и упруго-водонапорного режима.

Не вызывает затруднения и построение карт изобар или карт конусов репрессии. В зоне между нагнетательной скважиной и первым эксплуатационным рядом измерения пластового давления можно производить.

В случае слабопроницаемых пород или других осложнений, когда приемистости одной нагнетательной скважины будет недостаточно для рентабельной разработки или время эксплуатации станет слишком большим, можно предусмотреть бурение одной-двух-трех дополнительных нагнетательных скважин в центре каждой ячейки. В этом случае центральная скважина на первом этапе, вплоть до обводнения, может работать как эксплуатационная. При наличии более двух самостоятельных объектов в разработке в продуктивном горизонте возможно наложение второй симметричной сетки скважин на первоначальную ячейку с поворотом осей координат соответственно на 30° и $22,5^\circ$.

После обводнения обоих пропластков одной сетки скважин она не ликвидируется, а меняется объектами эксплуатации со второй сеткой, происходит своеобразная довыработка пластов, увеличивающая общую нефтеотдачу (в основном $\eta_{ху}$).

Разобранные выше сетки скважин отвечают многим требованиям по разработке слоистых девонских пластов, где преобладает поришневой характер вытеснения нефти водой.

Большая часть преимуществ и недостатков принципа внутриконтурной выработки нефтяных пластов и соответствующей ему ячеистой системы установки скважин, по сравнению с батарейным расположением может быть установлена лишь при пробной эксплуатации. Однако некоторые достоинства можно подчеркнуть и на основании вышеизложенного материала.

1. Предлагаемый принцип выработки пластов и соответствующая ему сетка расположения скважин обеспечивает наиболее полное использование энергии нагнетательной воды при эксплуатации месторождения.

2. Схемы 1-5 удобны и при использовании других агентов, вытесняющих нефть, вплоть до закачки сжиженных газов, создания передвижных очагов горения в пласте и перевода ячейки в газоконденсатную залежь.

В случае слабопроницаемых пород или других осложнений, когда приемистости одной нагнетательной скважины будет недостаточно для рентабельной разработки или время эксплуатации станет слишком большим, можно предусмотреть бурение одной-двух-трех дополнительных нагнетательных скважин в центре каждой ячейки. В этом случае центральная скважина на первом этапе, вплоть до обводнения, может работать как эксплуатационная

3. Хорошая стыкуемость ячеек по площади, без оставления целиков, не охваченных выработкой; как следствие этого – высокие коэффициента нефтеотдачи по охвату $h_{ху}$ и h_z

4. Постепенное введение месторождения в разработку малыми ячейками с любого места залежи, независимо от состояния остальной части площади.

5. Широкая возможность регулирования продвижения ФНВ в пласте за счет изменения темпа отбора из тех или иных эксплуатационных скважин.

6. Облегчен анализ разработки с применением всего комплекса трехмерного анализа и других гидродинамических методов.

7. При эксплуатации новых схем требуется улучшение технологии нефтедобычи, слаженная работа всех цехов, не допускается обезличка, повышается ответственность обслуживающего персонала за разработку данной конкретной ячейки.

8. Еще одним немаловажным преимуществом является возможность еще в

работки, когда первая вода прорвалась по наиболее проницаемым пропласткам, начался рост обводненности общей продукции, т. к. отдельно собирать нефть

Эта же причина привела к остановке целого ряда обводненных скважин первого рода по некоторым площадям. В свою очередь, это привело к резкому повышению пластового давления и соответственному снижению приемистости нагнетательных скважин. В целом снизилась добыча нефти в значительно больших размерах, чем это следует из простой остановки освободившихся скважин. Как пример, можно привести динамику закачки и величину пластового давления на скважине № 2096 и ее отдельным пропласткам по годам (таблица 1).

Скв. №2096 Южно-Ром.- Лениногорский разрезающий ряд.

Год	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074	2075	2076	2077	2078	2079	2080	2081	2082	2083	2084	2085	2086	2087	2088	2089	2090	2091	2092	2093	2094	2095	2096	2097	2098	2099	2100	2101	2102	2103	2104	2105	2106	2107	2108	2109	2110	2111	2112	2113	2114	2115	2116	2117	2118	2119	2120	2121	2122	2123	2124	2125	2126	2127	2128	2129	2130	2131	2132	2133	2134	2135	2136	2137	2138	2139	2140	2141	2142	2143	2144	2145	2146	2147	2148	2149	2150	2151	2152	2153	2154	2155	2156	2157	2158	2159	2160	2161	2162	2163	2164	2165	2166	2167	2168	2169	2170	2171	2172	2173	2174	2175	2176	2177	2178	2179	2180	2181	2182	2183	2184	2185	2186	2187	2188	2189	2190	2191	2192	2193	2194	2195	2196	2197	2198	2199	2200	2201	2202	2203	2204	2205	2206	2207	2208	2209	2210	2211	2212	2213	2214	2215	2216	2217	2218	2219	2220	2221	2222	2223	2224	2225	2226	2227	2228	2229	2230	2231	2232	2233	2234	2235	2236	2237	2238	2239	2240	2241	2242	2243	2244	2245	2246	2247	2248	2249	2250	2251	2252	2253	2254	2255	2256	2257	2258	2259	2260	2261	2262	2263	2264	2265	2266	2267	2268	2269	2270	2271	2272	2273	2274	2275	2276	2277	2278	2279	2280	2281	2282	2283	2284	2285	2286	2287	2288	2289	2290	2291	2292	2293	2294	2295	2296	2297	2298	2299	2300	2301	2302	2303	2304	2305	2306	2307	2308	2309	2310	2311	2312	2313	2314	2315	2316	2317	2318	2319	2320	2321	2322	2323	2324	2325	2326	2327	2328	2329	2330	2331	2332	2333	2334	2335	2336	2337	2338	2339	2340	2341	2342	2343	2344	2345	2346	2347	2348	2349	2350	2351	2352	2353	2354	2355	2356	2357	2358	2359	2360	2361	2362	2363	2364	2365	2366	2367	2368	2369	2370	2371	2372	2373	2374	2375	2376	2377	2378	2379	2380	2381	2382	2383	2384	2385	2386	2387	2388	2389	2390	2391	2392	2393	2394	2395	2396	2397	2398	2399	2400	2401	2402	2403	2404	2405	2406	2407	2408	2409	2410	2411	2412	2413	2414	2415	2416	2417	2418	2419	2420	2421	2422	2423	2424	2425	2426	2427	2428	2429	2430	2431	2432	2433	2434	2435	2436	2437	2438	2439	2440	2441	2442	2443	2444	2445	2446	2447	2448	2449	2450	2451	2452	2453	2454	2455	2456	2457	2458	2459	2460	2461	2462	2463	2464	2465	2466	2467	2468	2469	2470	2471	2472	2473	2474	2475	2476	2477	2478	2479	2480	2481	2482	2483	2484	2485	2486	2487	2488	2489	2490	2491	2492	2493	2494	2495	2496	2497	2498	2499	2500	2501	2502	2503	2504	2505	2506	2507	2508	2509	2510	2511	2512	2513	2514	2515	2516	2517	2518	2519	2520	2521	2522	2523	2524	2525	2526	2527	2528	2529	2530	2531	2532	2533	2534	2535	2536	2537	2538	2539	2540	2541	2542	2543	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552	2553	2554	2555	2556	2557	2558	2559	2560	2561	2562	2563	2564	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571	2572	2573	2574	2575	2576	2577	2578	2579	2580	2581	2582	2583	2584	2585	2586	2587	2588	2589	2590	2591	2592	2593	2594	2595	2596	2597	2598	2599	2600	2601	2602	2603	2604	2605	2606	2607	2608	2609	2610	2611	2612	2613	2614	2615	2616	2617	2618	2619	2620	2621	2622	2623	2624	2625	2626	2627	2628	2629	2630	2631	2632	2633	2634	2635	2636	2637	2638	2639	2640	2641	2642	2643	2644	2645	2646	2647	2648	2649	2650	2651	2652	2653	2654	2655	2656	2657	2658	2659	2660	2661	2662	2663	2664	2665	2666	2667	2668	2669	2670	2671	2672	2673	2674	2675	2676	2677	2678	2679	2680	2681	2682	2683	2684	2685	2686	2687	2688	2689	2690	2691	2692	2693	2694	2695	2696	2697	2698	2699	2700	2701	2702	2703	2704	2705	2706	2707	2708	2709	2710	2711	2712	2713	2714	2715	2716	2717	2718	2719	2720	2721	2722	2723	2724	2725	2726	2727	2728	2729	2730	2731	2732	2733	2734	2735	2736	2737	2738	2739	2740	2741	2742	2743	2744	2745	2746	2747	2748	2749	2750	2751	2752	2753	2754	2755	2756	2757	2758	2759	2760	2761	2762	2763	2764	2765	2766	2767	2768	2769	2770	2771	2772	2773	2774	2775	2776	2777	2778	2779	2780	2781	2782	2783	2784	2785	2786	2787	2788	2789	2790	2791	2792	2793	2794	2795	2796	2797	2798	2799	2800	2801	2802	2803	2804	2805	2806	2807	2808	2809	2810	2811	2812	2813	2814	2815	2816	2817	2818	2819	2820	2821	2822	2823	2824	2825	2826	2827	2828	2829	2830	2831	2832	2833	2834	2835	2836	2837	2838	2839	2840	2841	2842	2843	2844	2845	2846	2847	2848	2849	2850	2851	2852	2853	2854	2855	2856	2857	2858	2859	2860	2861	2862	2863	2864	2865	2866	2867	2868	2869	2870	2871	2872	2873	2874	2875	2876	2877	2878	2879	2880	2881	2882	2883	2884	2885	2886	2887	2888	2889	2890	2891	2892	2893	2894	2895	2896	2897	2898	2899	2900	2901	2902	2903	2904	2905	2906	2907	2908	2909	2910	2911	2912	2913	2914	2915	2916	2917	2918	2919	2920	2921	2922	2923	2924	2925	2926	2927	2928	2929	2930	2931	2932	2933	2934	2935	2936	2937	2938	2939	2940	2941	2942	2943	2944	2945	2946	2947	2948	2949	2950	2951	2952	2953	2954	2955	2956	2957	2958	2959	2960	2961	2962	2963	2964	2965	2966	2967	2968	2969	2970	2971	2972	2973	2974	2975	2976	2977	2978	2979	2980	2981	2982	2983	2984	2985	2986	2987	2988	2989	2990	2991	2992	2993	2994	2995	2996	2997	2998	2999	3000	3001	3002	3003	3004	3005	3006	3007	3008	3009	3010	3011	3012	3013	3014	3015	3016	3017	3018	3019	3020	3021	3022	3023	3024	3025	3026	3027	3028	3029	3030	3031	3032	3033	3034	3035	3036	3037	3038	3039	3040	3041	3042	3043	3044	3045	3046	3047	3048	3049	3050	3051	3052	3053	3054	3055	3056	3057	3058	3059	3060	3061	3062	3063	3064	3065	3066	3067	3068	3069	3070	3071	3072	3073	3074	3075	3076	3077	3078	3079	3080	3081	3082	3083	3084	3085	3086	3087	3088	3089	3090	3091	3092	3093	3094	3095	3096	3097	3098	3099	3100	3101	3102	3103	3104	3105	3106	3107	3108	3109	3110	3111	3112	3113	3114	3115	3116	3117	3118	3119	3120	3121	3122	3123	3124	3125	3126	3127	3128	3129	3130	3131	3132	3133	3134	3135	3136	3137	3138	3139	3140	3141	3142	3143	3144	3145	3146	3147	3148	3149	3150	3151	3152	3153	3154	3155	3156	3157	3158	3159	3160	3161	3162	3163	3164	3165	3166	3167	3168	3169	3170	3171	3172	3173	3174	3175	3176	3177	3178	3179	3180	3181	3182	3183	3184	3185	3186	3187	3188	3189	3190	3191	3192	3193	3194	3195	3196	3197	3198	3199	3200	3201	3202	3203	3204	3205	3206	3207	3208	3209	3210	3211	3212	3213	3214	3215	3216	3217	3218	3219	3220	3221	3222	3223	3224	3225	3226	3227	3228	3229	3230	3231	3232	3233	3234	3235	3236	3237	3238	3239	3240	3241	3242	3243	3244	3245	3246	3247	3248	3249	3250	3251	3252	3253	3254	3255	3256	3257	3258	3259	3260	3261	3262	3263	3264	3265	3266	3267	3268	3269	3270	3271	3272	3273	3274	3275	3276	3277	3278	3279	3280	3281	3282	3283	3284	3285	3286	3287	3288	3289	3290	3291	3292	3293	3294	3295	3296	3297	3298	3299	3300	3301	3302	3303	3304	3305	3306	3307	3308	3309	3310	3311	3312	3313	3314	3315	3316	3317	3318	3319	3320	3321	3322	3323	3324	3325	3326	3327	3328	3329	3330	3331	3332	3333	3334</
-----	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	--------

нефти за счет высокой проницаемости этих горизонтов обработка сбрасываемой воды не требует затрат.

Тот генеральный курс на раздельную закачку, указанный в Генсхеме и принятый сейчас ТатНИИ не даст ощутимых результатов и приведет к нерациональному расходованию средств и усилий со стороны НИИ и производителей.

Раздельная закачка и раздельный отбор могут в некоторых случаях при соответствующем контроле применяться в качестве эффективного метода в интенсификации разработки. Однако, для нагнетательных скважин этот метод применим только в том случае, если он вводится с самого начала в момент освоения скважин. Вполне естественно, что при заводнении подогретой водой или путем перетоков из нижележащих пластов это ограничение снимается.

Делать упор на раздельную эксплуатацию, как на основной фактор, способный обеспечить ввод в строй неработающих частей горизонта D_1 после 5-10-летнего заводнения его холодной водой, нет никаких оснований. Для освоения пластов с загустевшей нефтью необходимы более радикальные средства, в частности бурение новых скважин со значительным уменьшением расстояния между точкой нагнетания воды и зоной отбора нефти.

V. “Осуществить совместную эксплуатацию всех пластов единым фильтром с последующим переходом на раздельную эксплуатацию (по мере необходимости регулирования темпов отбора по отдельным пластам”.

Неверность этого принципа заключается в том, что при совместной эксплуатации горизонта D_1 и одинаковых расстояниях от нагнетательных до эксплуатационных скважин регулирование отбором приведет к общему снижению добычи до уровня отбора из самого слабого по продуктивности пласта, т. е. к общему замораживанию добычи и равнению на самый низкий уровень, что не может служить ведущим принципом.

Равномерная выработка пластов по вертикали требует различной сетки скважин для слабо и высокопроницаемых пластов. Проведенные измерения показывают, что даже несмотря на закачку в слабопроницаемые пласты воды под повышенным давлением необходимо в 2-3 раза сокращать расстояние между нагнетательными и эксплуатационными скважинами по сравнению с существ.

Подробные рекомендации по эксплуатации содержатся в §27 работы [4]. Там предлагается двойная сетка для эксплуатации скважин, что увеличит охват пластов выработкой и резко снизит обводненность добываемой продукции.

Отсутствие системы раздельного отбора нефти с самого начала эксплуатации залежи, а также предполагавшийся по Генсхеме перенос фронта нагнетания после обводнения первого эксплуатационного ряда привел к тому, что сборный коллектор спроектирован единым для многих скважин и рассчитан только на пропуск запланированной добычи нефти. Через несколько лет после начала раз-

Чтобы не затрагивать остальной части месторождения и исключить связанные с этим ошибки, давление на забоях эксплуатационных скважин должно быть равно начальному пластовому, а давление нагнетания - превышать его на заданную величину. Экспериментальная выработка такого участка позволит с большой степенью приближения определить для всей залежи как параметры выработки и конечную нефтеотдачу пластов, так и требуемые капиталовложения и себестоимость нефти.

Очень грубый прикидочный расчет показывает, что если внешний диаметр ячейки принять равным 2400 м ($R_1=1200$ м, $R_2=800$ м), то применение подобных схем на Ромашкинском месторождении дало бы возможность сократить общее число скважин примерно на 1/3 по сравнению с существующим, а сроки разработки уменьшить в 2 раза, значительно улучшив все три компоненты коэффициента нефтеотдачи.

В заключение следует еще раз подчеркнуть, что затронутые вопросы ни в какой мере не исчерпывают всей полноты особенностей выработки нефтяных пластов. Многие замечания являются дискуссионными и требуют экспериментальной промышленной проверки.

Изложенные принципы разработки в полной мере могут быть испытаны лишь при введении в строй новых нефтяных залежей. Ромашкинское месторождение уже имеет утвержденную генеральную схему, по которой разбурена и пущена в эксплуатацию большая часть площадей. В связи с этим могут быть предложены лишь некоторые мероприятия, направленные на устранение разобраных выше недостатков с тем, чтобы, насколько это, возможно, улучшить эксплуатацию с точки зрения увеличения нефтеотдачи, повышения эффективного действия нагнетания мой воды, продления безводного периода и уменьшения

В первую очередь для этого необходимо изменить понятие площади с тем, чтобы нагнетательные ряды стали центральным объектом разработки. Возможно при этом возникает необходимость и в административном перераспределении скважин.

Для предотвращения дальнейшего подъема пластового давления на о, неразбуренных еще периферийных площадях и связанного с ним разгона нефти за внешний контур нефтеносности, необходимо оконтурить существующие внешние нагнетательные ряды центральных площадей цепью экранирующих эксплуатационных скважин. Это мероприятие, кроме ликвидации нежелательных последствий, даст возможность дополнительно увеличить добычу нефти за счет более эффективного использования уже работающих нагнетательных рядов, приемистость которых от этого значительно возрастет.

Другие вопросы усовершенствования разработки Ромашкинского месторождения были изложены в предыдущих главах при рассмотрении соответствующих вопросов.

При необходимости резкой интенсификации добычи нефти на месторождениях с законтурным заводнением, например, Бавлинском, Туймазинском и других метод внутриконтурной выработки может быть применен и там на любой стадии разработки.

Этот пункт, как и последующий пятый, должен был по идее авторов Генсхемы, подстраховать третий принцип, который был недостаточно обоснован, но отказаться от которого было трудно, т. к. он нес основную тяжесть в вопросе удешевления разработки Ромашкино по сравнению со схемами разработки других месторождений.

Основной просчет авторов Генсхемы в этом вопросе заключался в отрицательном влиянии больших масс закаченной воды на тепловой режим Ромашкинского месторождения. При тех же объемах, в которых идет закачка воды в отдельные скважины, температура на забое скважины через один-два месяца становится равной температуре воды на устье, т. е. Колеблется в зависимости от времени года от 4-6°C до 16-18°C. В этих условиях, если какие-то слои горизонта D_1 не приняли воду с самого начала, то в последующем за счет охлаждения призабойной зоны осуществление этого мероприятия становится чрезвычайно трудным, а через 5-10 лет эксплуатации, видимо, совсем невозможным.

Кроме охлаждения ствола скважины по всей длине происходит охлаждение призабойной зоны, хотя и медленнее, но верное, за счет влияния той воды, которая закачивается в хорошо проницаемые слои и прорвалась далеко вперед. Нагреваясь на своем пути, она отбирает тепло от выше и ниже лежащих пород. В случае, если выше или ниже лежат незатронутые выработкой пласты или слои, где движение нефти идет более медленно, чем в основном слое, то они будут охлаждаться, и нефть, увеличивая с каждым потерянным градусом температуры свою вязкость, замедлит движение по коллектору.

Эта особенность выработки нефтяных пластов холодной водой, помимо своей малой эффективности в смысле нефтеотдачи, требует равнотемпературного продвижения воды одновременно по всем продуктивным пропласткам горизонта D_1 .

Если рабочим агентом, вытесняющим нефть при внутриконтурном заводнении останется холодная вода, то необходима такая сетка скважин, которая обеспечила бы одновременную выработку всех слоев продуктивного Ромашкинского месторождения.

Однако, возможен и другой вариант заводнения, когда вода в горизонт D_1 поступает из нижележащих прогретых водоносных горизонтов D_{II} , D_{III} или D_{IV} . Это поступление идет через нагнетательные скважины самотеком при наличии соответствующей разности давлений, либо перекачкой под давлением.

Преимущества такой системы заводнения достаточно полно описаны в [6]. В том же сборнике приведены теоретические и экспериментальные данные по

Для поддержания давления в нижележащих горизонтах D_{II} и D_{IV} в них можно вести сброс сточных вод с различных типов установок по первичной обработке

К настоящему времени разность в пластовых давлениях между отдельными пропластками достигает 50-60 атмосфер. Идут массовые перетоки нефти и воды через забои эксплуатационных скважин, что не только окончательно запутывает, но и нарушает картину выработки пластов фронтом нагнетаемой воды, идущем со стороны нагнетательного ряда.

Хуже всего то, что ряд менее проницаемых пропластков, принимавших воду в начале эксплуатации, через 3-7 лет прекращает прием и выключается из разработки. В этом сказывается нарушение теплового режима месторождения. В неработающих пропластках или тех слоях, где фронт нагнетаемой воды заметно отстает от фронта, идущего с максимальной скоростью по наиболее проницаемому слою, нефть охлаждается и за счет роста своей вязкости, увеличивает фильтрационное сопротивление коллектора и еще больше замедляет скорость движения или останавливает движение в этом слое совсем.

Третьим серьезным недостатком, порожденным этим пунктом Генсхемы, является наличие целого ряда участков месторождения и отдельных эксплуатационных скважин, где из-за боязни преждевременного обводнения продукции, не вскрыты до сих пор отдельные высокопродуктивные пропластки, близко расположенные к подошвенной воде. В результате этого большая часть нефти сознательно оставлена в недрах до будущих времен. Извлечение в последующем будет значительно осложнено и обойдется во много раз дороже, чем в начальный период эксплуатации.

Этот пункт Генсхемы позволил на первых этапах разработки получить очень дешевую продукцию за счет извлечения нефти из более продуктивных пластов горизонта Д₁ Ромашкинского месторождения. Однако, устранение вызванных им недостатков в последующей стадии разработки и извлечение нефти, оставшейся в менее проницаемых пропластках, не только сведет на-нет полученную экономию, но и вызовет неоправданно большой перерасход средств и значительно снизит конечную нефтеотдачу.

Учитывая, что зона охлаждения захватила уже около 10% от общей площади Ромашкинского месторождения, необходимо в сжатые сроки составить соответствующие проекты доработок и за счет дополнительных капитальных вложений ввести в строй неработающие слои горизонта Д₁.

Соответствующие рекомендации по размещению новых скважин при доработке той или иной площади содержатся в замечаниях к пункту 9 Генсхемы.

IV. "Осуществить совместную закачку воды во все пласты в начальный период освоения площади с переходом, по мере необходимости на раздельную закачку по пластам".

РАЗБОР ОСНОВНЫХ ПОЛОЖЕНИЙ ГЕНЕРАЛЬНОЙ СХЕМЫ РАЗРАБОТКИ РОМАШКИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

С ростом технического прогресса и повышением культуры возрастает роль нефти и нефтепродуктов в жизни общества. В прошлом. 1965 году нефтяная промышленность нашей страны отметила столетие своего существования. Особенно бурный прирост добычи нефти наблюдается в последнее десятилетие, когда резко изменилась технология разработки месторождений и вместо режима естественного истощения залежи стали применяться методы искусственного воздействия на пласт: законтурное и внутриконтурное заводнение.

Татария, обладая громадными запасами нефти в своих недрах, благодаря новым методам разработки, быстро вышла на первое место в стране по уровню добычи. Широко разрекламировано мнение, что этими успехами Татария обязана применению на крупнейшем Ромашкинском месторождении научно-обоснованной технологии внутриконтурного заводнения по генеральной схеме разработки, составленной для этого месторождения институтом ВНИИ нефть в 1955 г.

Однако, достигнутый уровень добычи, который говорит скорее о степени развития нефтяной промышленности в данном районе, не может одновременно служить и основным критерием совершенства технологии разработки. Для этой цели гораздо более важное значение имеют такие показатели, как нефтеотдача пластов и особенно темп извлечения нефти из запаса залежи. Последний при одинаковом уровне себестоимости добываемой нефти может служить, по-видимому, критерием совершенства применяемой технологии при сравнении между собой различных нефтедобывающих областей.

Интересно с этой точки зрения сравнить между собой нефтяные районы Средней Волги: Куйбышевскую область, Башкирию и Татарию. Нефтяная промышленность здесь начала развиваться примерно одновременно с применением, как правило, методов искусственного воздействия на пласт.

Себестоимость добываемой нефти у них равна соответственно: в Куйбышевской области 1р. 30к. за тонну, в Башкирии – 2р. 05к., в Татарии 1р. 24к. Как видно из сравнения, наиболее близка к Татарии по себестоимости Куйбышевская область. Нефтяные залежи Куйбышевской области по геологическому строению, коллекторским свойствам продуктивных пластов, физико-химическим параметрам нефтей, глубине залегания весьма разнообразны и условия их разработки более сложны, чем в соседних нефтедобывающих районах Урало-Поволжья:

а) Запасы нефти рассредоточены по большому количеству относительно небольших по размерам залежей и месторождений;

а) 26,4% от начальных извлекаемых запасов нефти приходится на карбонатные коллекторы с особой сложностью строения;

а) 61,3% от начальных извлекаемых запасов приходится на плотные коллекторы с проницаемостью меньше 200 миллидарси;

б) 17,2% приходятся на высоковязкие нефти (в среднем 9 сантипуаз);

е) 52,7% от текущих извлекаемых запасов приходится на нефтяные залежи, находящиеся на глубинах более 2000 метров.

Однако, несмотря на тяжелые условия разработки, Куйбышевская область дала в 1964 году 33,3 мл. тонн нефти, занимая третье место в стране по уровню добычи. Но самое главное – за десятилетие с 1955 по 1965 г. на месторождениях Куйбышевской области отбиралось в среднем 5,9% в год от извлекаемых запасов, тогда как по РСФСР в целом только 2,9%.

В Башкирской АССР условия залегания и параметры продуктивных коллекторов и нефтей по сложности разработки средние между Куйбышевской областью и Татарией. Но и они отбирают на Шкаповском месторождении горизонт Ду-6,35% в год. Повышенная себестоимость в Башкирии объясняется тем, что крупнейшее их Туймазинское месторождение находится на последней стадии разработки при сильной обводненности добываемой продукции. Достойно удивления то, что имея высокую среднюю обводненность добываемой нефти по республике, они еще продолжают наращивать темпы разработки.

Величина нефтеотдачи в обоих этих районах с преобладанием законтурного заводнения достигает высоких значений и лежит в пределах $0,5 < \eta < 0,6$.

В дополнении к вышеизложенному можно указать и на Бавлинское месторождение в Татарии, где тоже применяется законтурное заводнение и где темп отбора составляет 5,9% в год.

Что же дает Ромашкинское месторождение, на котором внедрена “наиболее передовая технология” – внутриконтурное заводнение?

По центральному наиболее продуктивному и полностью разбуренным площадям, после всевозможных поправок к генсхеме и дополнительного разрезания и бурения, темп отбора составляет по площади:

Миннибаевской	-4,5%
Павловской	-4,1%
Альметьевской	-3,2%
Абдрахмановской	-3,1%
Северо-Альметьевской	-3,0%
Зай-Каратайской	-2,6%

Максимальная обводненность продукции (8%) имеет место по Павловской площади. Необходимо учесть, что Ромашкино находится еще в начальной стадии разработки, когда обобрано лишь около 20% от общих запасов. Что касается нефтеотдачи, то достаточно отметить, что низ общего выражения только

закачки расходовалась не по назначению и не давала прироста в нефти, лишь увеличивая эксплуатационные затраты.

В свою очередь, подъем давления на соседних площадях, еще не введенных в

1) Затруднилось бурение скважин на новых площадях и приходилось останавливать закачку на длительное время, сбрасывая воду из пластов для снижения давления, что сильно сказывалось на добыче нефти на уже действующих смежных площадях.

2) Подъем давления по отдельным пропласткам горизонта D_1 приводил к тому, что при вскрытии пластов во вновь пробуренной скважине наблюдались перетоки нефти и воды, что в ряде случаев усложнило интерпретацию каротажных диаграмм.

3) Наконец, неконтролируемый подъем давления на периферийных площадях привел к разгону нефти за внешний контур нефтеносности [4,7], снижению нефтеотдачи и увеличению затрат из-за роста начальной площади нефтеносности.

III. “Вскрыть все пласты Горизонта D_1 в эксплуатационных и нагнетательных скважинах общим фильтром”.

Этот пункт является вторым по своей важности принципом, который совместно с внутриконтурным заводнением определил всю дальнейшую судьбу разработки уникального Ромашкинского месторождения. По нему при единых начальных условиях были введены в эксплуатацию одновременно все 5-7 пластов горизонта D_1 , несмотря на большую разницу в коллекторских свойствах, литологии и содержащихся в них запасах нефти. Из подсчетов при этом были выброшены пласты с пористостью меньше 10-12% и проницаемостью ниже 50-60 милли-

Имея громадные запасы нефти в высокопроницаемых коллекторах, нельзя сбрасывать со счетов более мелкие и более трудно осваиваемые залежи, если они неразрывно связаны с большими. Они тоже могут и должны быть освоены. Задача эта вполне реальна. В качестве примера можно привести нефтяные месторождения “Долина” в Прикарпатье, которая имеет два типа залежи: Выгодские и Манявские песчаники с проницаемостью 4-5 миллидарси и пористостью 3-4% и Менелитовую толщу с пористостью 6-14% и проницаемостью 4-6 миллидарси. Обе они эксплуатируются с внутриконтурным заводнением, причем дебит эксплуатационных скважин и приемлемость нагнетательных лишь немногим уступают Ромашкинским. Схема расстановки скважин отличается только расстояниями, что еще раз подчеркивает справедливость замечаний,

заций, величина эффективно работающей мощности в скважинах зависит от перепада давления и увеличивается по мере его роста. Другими словами, зажим скважины первого ряда для предотвращения “экранирования площади” привел к продвижению воды и нефти преимущественно по наиболее проницаемым слоям и пропласткам, следствием чего явилось преждевременное разрезание залежи по горизонтам закачиваемой водой.

Именно этот термин “поддержание давления” и связанные с ним особенности технологии добычи привели к заметному ухудшению параметров нагнетательных скважин и к резкому уменьшению текущего коэффициента нефтеотдачи по охвату пластов выработкой.

Неучтенное Генсхемой нарушение теплового режима месторождения при закачке больших масс холодной воды внутрь контура нефтеносности еще более усугубило указанный выше факт уменьшения начальной эффективной мощности, принимающий воду в нагнетательных скважинах. Вопрос этот имеет сам по себе принципиальное значение для внутриконтурного заводнения и должен быть рассмотрен особо.

При внутриконтурном заводнении старый принцип создания энергетического вала для активации контурных вод и поддержания давления в залежи, заменяется принципом внутриконтурной выработки нефтяных пластов, или эквивалентным замещением нефти на воду в порах продуктивного коллектора.

Новый принцип выработки пластов и соответствующая ему ячеистая система расстановки скважин позволяет еще в период разведки вновь открытого месторождения разбурить на нем единичную опытную ячейку. Поддерживая на забое эксплуатационных, отбирающих скважин начальное пластовое давление в залежи, можно быстро выработать ее водой, не затрагивая всей остальной площади месторождения. Установленные при этом технико-экономические показатели и полученная нефтеотдача могут быть потом заложены в расчеты при составлении проекта разработки уже всего месторождения в целом, или

II. “В первую очередь ввести в эксплуатацию наиболее продуктивные центральные площади месторождения”.

Для ячеистой системы этот принцип можно было бы признать правильным,

т. к. каждая нагнетательная скважина экранирована от всей остальной части месторождения цепью эксплуатационных скважин и не оказывает на него заметного влияния. Однако, неверно сформулированный в Генсхеме первый принцип привел к серьезным ошибкам и при выполнении второго.

Внешние нагнетательные ряды центральных площадей, обладая двухсторонним действием, тратили часть энергии закачиваемой воды на подъем давления на соседних неразбуренных площадях. Тем самым значительная часть энергии

коэффициент охвата пластов выработкой по вертикали $\eta \leq 0,5$.

Такое значительное отставание от уже достигнутых передовых показателей произошло не только из-за несовершенства Генеральной схемы разработки Ромашкинского месторождения, но и того факта, что недостатки этой схемы упорно замалчивались и продолжают замалчиваться.

Отсутствие широкого открытого и всестороннего обсуждения проблем Татарской нефти нанесло серьезный ущерб состоянию разработки уникального Ромашкинского месторождения и создало в науке и практике неправильное представление об опыте его эксплуатации.

Казанский университет занимался конкретными экспериментальными и теоретическими исследованиями Ромашкинского месторождения 10 лет. Весь этот период можно разбить на 3 этапа..

1956-1958 г.г. – всестороннее изучение фонтанного лифта и проблемы парафина при добыче нефти. По этим вопросам опубликовано 2 монографии, инструкция по импульсному методу и несколько статей.

1959-1962 г.г. – изучение технологии извлечения нефти из пластов при внутриконтурном заводнении. Опубликовано 2 монографии и несколько статей.

1963-1965 г.г. Разработка системы контроля за добычей нефти при внутриконтурном заводнении. Готовится к печати 2 монографии и опубликовано несколько статей.

В итоге работ второго этапа, на основании экспериментального исследования состояния разработки Ромашкинского месторождения, были открыты некоторые недостатки в его эксплуатации, подвергнута критике существующая Генсхема разработки и указаны пути ее дальнейшего совершенствования.

Однако, как показывает выпущенная в конце 1965-го года Таткиноиздатом книга Р.Ш.Мингареева, Г.Г.Вахитова и С.А.Султанова “Регулирование процессов разработки на Ромашкинском нефтяном месторождении” также как и в ряде других, ранее опубликованных статьях эта критика игнорируется и неверные, явно устаревшие положения демонстрируются, как фундаментальные принципы, эффективность которых, якобы, доказана практикой.

Поскольку авторитет института ТатНИИ в стране высок, а вопрос о разработке Ромашкинского месторождения и технологии внутриконтурного заводнения имеет принципиальное значение, на этом вопросе необходимо остановиться подробнее.

В работах [1-3] изложены основные принципы, которые были положены в основу Генеральной схемы разработки Ромашкинского месторождения. Ниже дается разбор этих положений в том порядке, в котором они расположены в

I. «Учитывая огромные размеры залежей горизонта Д,

разрабатывать место рождение с поддержанием пластового давления путем внутриконтурного заводнения.»

Предусматривалось разрезать залежь нагнетательными скважинами на ряд самостоятельных площадей.

В первом основном принципе Генсхемы содержится два взаимосвязанных положения: о разрезании залежи и поддержании пластового давления. Таким образом, новое в этом пункте состояло в разрезании месторождения рядами нагнетательных скважин внутри контура нефтеносности на отдельные самостоятельные площади, для которых затем используется уже известная технология законтурного заводнения.

Как показала практика и проведенные исследования, оба эти положения не выдержали испытания временем. Разберем их по отдельности:

Разрезание залежи. Перенос нагнетания воды внутрь контура нефтеносности в корне меняет принцип разработки крупных нефтяных месторождений и представляет собой новый качественный скачок в развитии нефтяной науки, а это не просто смену названия у типа заводнения с законтурного на внутриконтурный, как это следует из приведенной формулировки первого принципа.

При внутриконтурной закачке рабочего агента в нефтяную залежь добыча пластовой жидкости по объему точно равна количеству воды, т. е. определяется, в первую очередь, числом и приемистостью нагнетательных скважин. В свою очередь, поглотительная способность нагнетательных скважин зависит не только от физических параметров пласта коллектора и числа скважин, отбирающих вытесняемую нефть, но и от расстояния между нагнетательными и эксплуатационными скважинами и их взаимным расположением, т. е. от фильтрационного сопротивления вырабатываемого участка залежи.

Таким образом, нагнетательные скважины становятся основным коренным элементом при внутриконтурном заводнении, и их расположение между собой и по отношению к эксплуатационным скважинам, отбирающим вытесняемую из пласта нефть, определяет систему разработки данного месторождения.

Как законтурному заводнению соответствует параллельное расположение рядов нагнетательных и эксплуатационных скважин, так и условиям внутриконтурной закачки отвечает ячеистая система [4-6]. Под элементарной ячейкой или эксплуатационной площадью в этом случае понимается бассейн влияния данной нагнетательной скважины.

В отличие от вытекающего из Генсхемы понятия площадей, границы которых проходят по рядам нагнетательных скважин, т. е. в зоне с максимальными скоростями фильтрации жидкости в пласте, границы ячейки проходят по линиям нулевых токов жидкости, т. е. совпадают с естественными границами, проходящими по линиям минимальных пластовых энергий.

Приведем сравнение двух систем: осуществленной на Ромашкино и предполагаемой ячеистой [4]. По генеральной схеме, составленной ВНИИ, в 1955 г. на площади 3186 км² должно быть расположено 7276 скв., из них немногим более одной тысячи нагнетательных, т. е. на одну нагнетательную приходится 6 эксплуатационных.

Если взять ячейку диаметром 3 км, с соотношением скважины 1:8 [4], то расстояние между нагнетательной скважиной и первым эксплуатационным рядом можно оставить тем же, что и на большинстве площадей Ромашкино, т. е. 1200 м. Второй ряд отбирающих скважин в этом случае будет отстоять лишь на 300 м от первого, а не на 500-600 м, как в Генсхеме. Площадь такой шестигульной ячейки будет 6,7 км². Отсюда на принятой выше площади Ромашкинского месторождения разместится 472 ячейки или 1250 скв., что составляет 58,4% от числа скважин в первом случае или дает уменьшение в 1,7 раза.

Естественно возникает вопрос, что добыча нефти во втором случае будет меньше, так как общее число нагнетательных скважин уменьшилось вдвое. Но основная особенность внутриконтурного заводнения по ячеистой схеме заключается именно в том, что приемистость каждой нагнетательной скважины, окруженной со всех сторон эксплуатационными, возрастет почти вдвое по сравнению с приемистостью нагнетательной скважины, стоящей в нагнетательном ряду. В ряду закачке мешают соседние скважины, создающие по бокам данной скважины потенциальные барьеры, ограничивающие сектор закачки с 360° до 180°.

Таким образом, при ячеистой схеме расположения скважин, уровень добычи, который достигнут к настоящему времени, можно было бы обеспечить значительно меньшим числом нагнетательных и эксплуатационных скважин, оставив прежним общий срок разработки залежи.

Можно оценить добычу нефти со всей площади, т. е. с 472 ячеек и другими способами. Известно, что средняя приемистость нагнетательных скважин в рядах в целом по Ромашкинскому месторождению составляет около 450 м³/с. Следовательно, одиночная скважина в этих условиях принимала бы около 800 м³/с, отсюда общая добыча на месторождении была бы выше достигнутой при существующем расположении скважин, равняясь приблизительно 100 млн. тонн в год.

Поддержание давления. Этот термин остался от законтурного заводнения, с помощью которого повышалась активность контурных вод и поддерживалось давление в залежи. Его использование привело к тому, что на ранней стадии разработки для пропуска давления на внутренние ряды площади, умышленно зажимался дебит первых эксплуатационных рядов и отбор вытесняемой нефти сознательно переносился на внутренние ряды. При такой технологии в пласте

Как показали исследования Казанского университета, а потом и других

Нельзя обойти молчанием еще одну проблему. Сейчас значительная часть попутного газа, добываемого вместе с нефтью, сжигается в факелах. Количество сжигаемого газа растет. Это зло не устраняется. Но мы вообще молчим о том, что, кроме нефти и газа, на поверхность поднимается огромное количество парафина. При периодической очистке трапов, мерников, резервуаров этот парафин, где попало закапывается в землю. Проблема его использования не решена. Необходимо хотя бы сваливать парафин в одно место, что бы нашим потомкам досталось как наследие колоссальное — в миллионы тонн—искусственное месторождение ценнейшего химического сырья.

В нефтяной промышленности любые затраты на науку окупаются сторицей. Расходы татарских промыслов на исследовательскую работу Казанского университета уже принесли огромную экономию средств. Например, предложенный учеными университета перевод сильно парафинистых скважин с трехсменной работы на односменную при том же суточном отборе нефти привел к тому, что экономия только на зарплате операторов в сотни раз превысила расходы на соответствующие научные исследования. При односменной эксплуатации скважин образуется большее давление на забое, нефть идет мощным фонтаном, и отложения парафина в трубах уменьшаются в несколько раз.

Наша страна богата нефтью, и добыча ее резко растет. Но мы не можем

прокачивания взад и вперед по призабойной зоне, сошлифовать наиболее тонкие поровые выступы и увеличить сечение каналов для прохода воды в этом наиболее ответственном участке пласта.

Могут быть и другие способы использования призабойной зоны, как одним обязательным условие: необходим тщательный контроль за параметрами пласта до и после каждой операции. Соответствующая аппаратура и методика послойного определения параметров пласта и т.д. уже разработана и может быть использована. В качестве примера можно привести историю освоения скв. № 3405 и улучшение параметров уже действующей скважины № 1088 в НПУ «Иркеннефть» на Абдрахмановской площади.

В первой из них был освоен ранее не принимавший воду пропласток «г», снижено пластовое давление в других пропластках, что привело к росту приемистости. С 0 до 600-800 м³/с. Во второй увеличен, приведенный радиус пласта «б» с нескольких микрон до нескольких сантиметров, что тоже привело к увеличению приемистости на 300 м³/с.

Работ по совершенствованию нагнетательных скважин еще не початый край, но нельзя забывать, что температура уже сделала свое дело в призабойной зоне, и в действующих нагнетательных скважинах больших результатов добиться не удастся.

VII. “С тем, чтобы ускорить создание сплошного фронта закачиваемой воды по линиям разрезания, а также сократить потери нефти, воду в нагнетательные скважины в первый период закачивать через одну скважину, а интенсивный отбор нефти вести из промежуточных скважин”.

Принцип закачки через одну на первой стадии эксплуатации месторождения призван в какой-то мере смягчить недостатки первого пункта, по которому на линии разрезания пришлось бы потерять большое количество нефти, исчисляемое несколькими процентами от запасов. Однако, и при существующей технологии прорыв воды происходит вдоль ряда лишь по одному, наиболее проницаемому пропластку, запасы в остальных вырабатываются лишь частично, либо не за-

Интересно отметить, что в этом принципе в неявном виде отражены преимущества ячеистой системы. Достаточно вспомнить Азнакаевский эксперимент, когда, по словам гл. геолога НПУ Азнакаевнефть т. Мамеева, можно было остановить все скважины эксплуатационных рядов и весь запланированный по данной площади дебит нефти брать из промежуточных скважин нагнетательного ряда. Отсюда один шаг до перехода к ячеистой системе. Нужно лишь сделать не одну, а три промежуточные скважины и подключить к отбору первые и вторые ряды эксплуатационных площадей по обе стороны от нагнетательной скважины. Совершенно очевидно, что введенное в период освоения на весь срок эксплуатации, не только повысило бы темп отбора нефти, но и значительно увеличило бы конечную нефтеотдачу. Ведь опытами теперь не только одного

КГУ, но и целого ряда других организаций, установлено, что ростом градиента давления растет эффективно рабочая мощность пластов, а с ней и коэффициент

охвата пластов выработкой по вертикали продуктивного горизонта h^z .

Как уже было отмечено, основной недостаток расположения нагнетательных скважин в виде ряда внутри контура нефтеносности заключается в интерференции нагнетательных скважин и в снижении их приемистости наполовину по сравнению с одиночной скважиной в тех же условиях. Такое взаимодействие было отмечено при анализе работы скважины № 531 и 532 на Бавлинском нефтяном месторождении [8].

В разрезе этих, рядом расположенных скважин имелось по два пропласта, хотя принимал воду в каждом из них только один слой, т. е. в другом было сильно повышено давление из-за нагнетания в него воды другой скважиной. Если бы не было интерференции, любая из них повысила бы приемистость вдвое и полностью возместила бы отсутствие другой скважины.

Аналогичная картина наблюдается и в ряду нагнетательных скважин при внутриконтурном заводнении. Опыты зафиксировали это, например, по пласту "г" в скважинах № 2093 и № 1069, расположенных рядом в Лениногорско-Ю-Ромашкинском разрезающем ряду. Прекращение работы одной из них через несколько часов приводило к повышению приемистости другой.

Расположение скважины в виде ряда и сам термин разрезания, кроме уже перечисленных выше недостатков, снижает эффективность работы нагнетательной скважины и уменьшает вдвое ее приемистость, тем самым вдвое снижая темп разработки Ромашкино. Это и есть то самое уменьшение вдвое темпов разработки Ромашкино по сравнению с разработкой месторождений Куйбышевской области и Башкирии, которое отмечалось вначале.

К сожалению, те же самые ошибки повторяются и при создании очагов заводнения. Очаговое заводнение – это бесспорно шаг вперед. Оно почти вплотную приближается к ячеистой схеме, представляя собой компромиссное решение. Однако в каждом очаге проектируются две-три нагнетательные скважины, расположенные в ряд, т. е. снова искусственно в полтора-два раза занимается их приемистость. В очаге может быть несколько скважин, тогда каждая из них должна качать воду только в свой пласт, в этом залог повышения нефтеотдачи и увеличения темпов выработки пластов.

VIII. "Повысить давление на линии нагнетания выше начальной
ного пластового»

Проект разработки центральных площадей Ромашкинского месторождения и запланированная в них добыча нефти были составлены исходя из перепада давления между линией нагнетания и зоной отбора в 50 атмосфер. Т. е. на линии нагнетания должно быть создано среднее взвешенное давление, равное $P_{пл} = 175$

учеными Казанского университета установлены его особенности, достоинства и недостатки эксплуатации. Прежде всего для всех очевидна и без эксперимента примитивность аппаратуры и методики контроля за разработкой месторождения. В нынешних условиях при имеющихся достижениях смежных наук и отраслей техники даже запланированные для этого месторождения 60 процентов отбора от геологических запасов нефти являются недопустимо низкими.

Нуждается в дальнейшем совершенствовании система расстановки нефтяных и нагнетательных скважин, что позволит при редкой сетке скважин значительно увеличить процент отбора нефти из пласта. Хотя промысловики, вопреки проекту, увеличили давление воды на фронте нагнетания, оно и сейчас недостаточно.

Для дальнейшего совершенствования добычи нефти предложен ряд мероприятий, требующих всесторонней промышленной проверки. В статье можно остановиться лишь на нескольких из этих мероприятий, важных не только для Ромашкино, а и для других месторождений. Чем шире будет фронт экспериментирования в различных геологических условиях, тем большая польза будет для науки и практики.

Сейчас очень важен правильный тщательный контроль за разработкой месторождений. Необходимая аппаратура разработана, но не выпускается и не применяется. Она представляет собой комплекс электронных дистанционных приборов с частотно-модулированной системой передачи показаний. Если скомбинировать эти приборы с автоматической электронно-каротажной станцией типа АКС-900, как это сделал Казанский университет, и включить в комплект дистанционный пробоотборник, то получится универсальная комплексная станция, способная на современном уровне вести всесторонний контроль за разработкой месторождения.

На основе новой аппаратуры разработана и испытана методика трехмерного анализа состояния разработки месторождения. Сейчас скважину в целом рассматривают как точку на плоскости и, исходя из этой недопустимой условности, измеряют дебит, пластовое и забойное давление, коэффициент продуктивности. Новая методика подходит к пласту как к различному в разных условиях, позволяет измерять по всей вертикали продуктивного горизонта такие параметры, как расход воды, приток нефти, пластовое давление, продуктивность, пьезопроводность, пористость, степень обводненности и температурный профиль. Надежно определяются и другие величины.

Все эти данные позволяют повседневно контролировать текущий коэффициент нефтеотдачи и научно обоснованно подходить к совершенствованию методов добычи нефти. Именно этих данных и не хватает сейчас научно-исследовательским нефтяным институтам и практике, и никакое моделирование ни на йоту не приблизит к получению их.

создавалось необходимого перепада давления между нагнетательными и нефтяными скважинами и нельзя было обеспечить высокие темпы прироста добычи. Подгоняемые планом, промысловики, вопреки проекту, стали постепенно повышать давление, уже сейчас довели его до 240—260 атмосфер и выше. И правильно сделали. Но поскольку в свое время институты требовали от промысловиков данных об оптимальном давлении, те сообщили им проектные данные. Рассуждали просто: не случайно же ученые избрали 175 атмосфер. И вот сейчас ученые, двигая, так сказать, вперед нефтяную науку, проектируют довести с 1964 по 1970 год давление на линии нагнетания до 205 атмосфер. Никто из ученых не удосужился провести эксперимент на промысле с помощью новейших приборов и найти оптимальные давления на линиях нагнетания в зависимости от различных пластовых давлений.

Второй причиной отставания нефтяной науки являются малые отчисления на нее от себестоимости продукции

Придется сделать пояснения, хотя вопрос ясен и школьнику. При увеличении отчислений на нефтяную науку себестоимость нефти не будет увеличиваться, а станет резко сокращаться, так как методы ее добычи будут все время совершенствоваться. Но плановые, а особенно финансовые органы никак не поймут этой элементарной истины.

Пора подумать о том, чтобы НИИ имели свои буровые станки, свои бригады капитального и подземного ремонта, свои эксплуатационные скважины, а еще лучше — целиком разрабатывали хотя бы небольшие месторождения. При этих условиях теоретический поиск будет иметь реальную базу, а теоретические изыскания будут экспериментально проверяться. Тогда наука может давать производству обоснованные рекомендации.

Наиболее серьезным и сложным вопросом в науке о нефти является нефтеотдача. Но, к сожалению, в самой важной области сделано и делается меньше всего. В проектах разработки нефтяных и газовых месторождений пласт всегда рассматривается как изотропный, заполненный однородной жидкостью при фиксированной температуре. Но действительность далека от таких идеализированных представлений. Не случайно из пластов отбирается лишь 30—35 процентов нефти от ее геологических запасов.

За последние годы многие месторождения вступают в разработку с использованием наиболее прогрессивных методов искусственного воздействия на пласт. И хотя в применении этих методов наша страна занимает первое место в мире, а Татария первое место в нашей стране, и в этой области много неиспользованных возможностей, которые давно уже созданы физикой, химией, механикой, радиоэлектроникой. Достижения других наук нефтяная наука использует плохо.

Ромашкинское месторождение—самое крупное, уникальное в стране. В процессе многолетних экспериментальных исследований этого месторождения

атм, а на забоях эксплуатационных скважин поддерживается значение $P_{заб} = 125$ атм, обеспечивающее устойчивое фонтанирование подавляющего большинства скважин.

Расчет производится по элементарной формуле:

$$Q = k\Delta p$$

Однако практика очень быстро показала, что получить запланированную добычу нефти при таком перепаде Δp и спроектированной сетке скважин не удастся. Были введены дополнительные разрезающие ряды на Миннибаевской, Абдрахмановской и Павловской площадях, а также нулевые эксплуатационные ряды, и зона отбора приближена с 2000 м до 1200-1300 м. Но этого было мало. Пришлось поднимать давление на линии нагнетания с 175 до 255 атм. и выше.

Однако и это не решало всей задачи. Начался стремительный рост механизированного фонда скважин. ЭЦН и станки-качалки — эти мастодонты, тени прошлого века — покрыли всю территорию Ромашино. В настоящее время механизированный фонд составляет около 50 % от общего и имеет тенденцию к дальнейшему росту. Перепад возрос еще почти на 50 атм., т. е., уже втрое превысил проектный.

Несмотря на это, ни одна площадь до сих пор не вышла на проектные отметки, хотя освоен весь запас бурения резервных скважин. Более того, в настоящих условиях нельзя сравнивать существующую добычу с проектом, т. к. с ростом Δp вдвое или втрое и проектная величина дебита возрастает на такую же величину. Можно только констатировать, что добыча далеко не достигла и 50%

Этим скрытым пороком расчетов в Генсхеме является полное игнорирование при гидродинамических расчетах эффекта затухания давления из-за того, что нефть в порах обладает, кроме обычной вязкости, еще структурной вязкостью и является не ньютоновской жидкостью, обладающей начальным градиентом сдвига.

В результате этого половина более слабопроницаемых пластов не может при таких расстояниях между скважинами вступать в разработку, и нефть в них, хоть и под напряжением, но стоит неподвижно и не продавливается водой, через поры коллектора.

Состояние разработки, т. о. усугубляется тем, что громадные объемы нефти отбираются из наиболее проницаемых высокопродуктивных пластов, покрывая по возможности добычу из неработающих частей горизонта D_1 .

Некоторые предположения по затронутым вопросам будут изложены в следующем пункте.

IX. “Разбуривать площади по редкой сетке эксплуатационных скважин с последующим уплотнением (по мере установления участков, слабо охваченных разработкой)”.

На первый взгляд кажется, что этот пункт справедлив и не может вызвать

возражения. Но, к сожалению, это только на первый взгляд. В ряде предыдущих пунктов было показано, что большие начальные расстояния между зоной нагнетания и обора приводит к прорыву воды только по наиболее проницаемым слоям. Чем реже начальная сетка, тем меньше эффективно принимающая воду мощность в нагнетательных скважинах. А это значит, что нагнетательная скважина уже испорчена и в последствии из-за охлаждения пластов в районе ее призабойной зоны, приемистость не восстановится, если даже уплотняющая скважина будет пробурена там, где начального градиента хватило бы, чтобы продавить нефть между этими двумя скважинами. То, что вполне пригодно для эксплуатационных скважин, оказывается совершенно непригодным для нагнетательных. Первый ряд отбирающих скважин должен быть расположен так, чтобы обеспечивать своим отбором приемистость нагнетательной скважины по всей перфорированной мощности. В последующих рядах можно вводить изменение плотности сетки и в последующие времена, после освоения под закачку нагнетательной скважины.

Вторая неприятная сторона — это трудности уплотняющего бурения на уже частично обводненном участке залежи. Вода, промывая, в первую очередь, лучшие пласты, еще больше повышает их проницаемость, поэтому вскрытие такого участка новой скважиной приведет к перетокам между пластами, подъему воды по стволу скважины в процессе эксплуатации и может вообще отключить непромытые пласты из разработки. Несмотря на большое количество нефтенасыщенных пластов в таком разрезе, уплотняющая скважина может дать чистую воду.

Необходимо отметить также, что первые уплотняющие скважины из, прямо надо сказать, небогатого резервного фонда, пробурены там, где они менее всего эффективны. Речь идет, например, об уплотнении через одну, нагнетательного ряда между Абдрахмановской и Южно-Ромашкинской площадями. Скважины были пробурены в зоне энергетического вала давления внутри нагнетательного ряда. Они помогли, правда, извлечь часть захороненной там нефти, однако, из-за интерференции очень не на много увеличили объем воды, закачиваемой по этому ряду. Что же касается влияния их на неработающие пропластки в эксплуата-

Эти резервные скважины, которые так необходимы для повышения темпа выработки, увеличения охвата неработающих слоев и роста нефтеотдачи, должны быть пробурены в шахматном порядке, по обе стороны от нагнетательного ряда на расстоянии 300-400 метров и освоены как эксплуатационные только на неработающие пласты. После отбора максимально возможного количества нефти неработающие пласты. Если уменьшенного расстояния до первого эксплуатационного ряда с 1200 до 800 м. Окажется недостаточно, чтобы оживить неработающие пропластки в скважинах первых эксплуатационных рядов, процедуру уплотняющего бурения на эти пласты необходимо повторить. Времени не ждет, каждый год отсрочки в бурении уплотняющих скважин приносит снижение конечной нефтеотдачи на определенной площади Ромашкинского

НЕФТЬ, ЭКСПЕРИМЕНТ, ЕГО ПОСЛЕДСТВИЯ*

В наше время трудно удивить кого-либо радиоэлектроникой: школьники мастерят транзисторные приемники, а их отцы ведут радио- и теле связь с космосом. Говорят, что нет отрасли промышленности, куда бы широко не проникла радиоэлектроника. Но такая отрасль есть — это нефтепромысловое дело.

В добыче нефти люди столкнулись с одной из самых сложных объектов производства — нефтяным пластом. Но контроль за его разработкой ведут лишь с помощью одного прибора манометра, состоящего, как и в начале века, из пружин, рычагов и восьмушки меловой бумаги, на которой игла царапает показания.

На первый взгляд, в таком отставании виноваты конструкторы-приборостроители, которые по образованию и опыту механики. Но дело сложнее. Целый комплекс электронных дистанционных приборов для исследования нефтяных пластов и скважин был разработан 6—7 лет назад. Все эти приборы испытаны, демонстрировались на ВДНХ, но ими до сих пор никто не пользуется. Точнее, ими некому пользоваться.

В науке ученые делятся на теоретиков и экспериментаторов. Давно наблюдается странная тенденция—число теоретиков растет, а количество экспериментаторов сокращается. Если говорить без обиняков, то в нефтяной науке экспериментаторов, как таковых, не стало совсем.

Получение всех экспериментальных данных с месторождений возложено на нефтепромысловые управления. А здесь инженер в исследовательской группе — редкое, случайное явление. Таким образом, фундамент нефтяной науки—ее опытные данные — получают люди, имеющие в лучшем случае среднее образование.

Отсюда по крайней мере два следствия: без опоры на прочные фактические данные научные споры по важнейшим, принципиальным вопросам разработки и эксплуатации нефтяных месторождений превращаются в затяжные словопроения. Наиболее строгий и объективный судья в таких спорах эксперимент — отсутствует.

Во-вторых, на эти исходные данные в сильной мере влияет степень выполнения плана. Нарушения технологии в них не отражаются. Чтобы не брать цифры с потолка, промысловики заимствуют их из проекта. А затем ученые вдали от промыслов, получая о разработке пласта цифры, сравнивают их с проектом и отмечают... хорошее совпадение данных.

К чему, это ведет?

На Ромашкинском месторождении давление на линии нагнетания должно поддерживаться на уровне начальных пластовых — 175 атмосфер. При

Во всех партиях идет испытание новой дистанционной аппаратуры, созданной механиками Ю. К. Платоновым. Н. Г. Кукушкиным под руководством старшего инженера А. Г. Шарагина. Эта аппаратура универсальная, она годится для любых скважин ~ нефтяных и газовых» для любых месторождений.

В университет часто обращаются из различных районов страны с просьбой оказать помощь в исследованиях. И вот автобусы с маркой «ТАССР-ТТА» стоят у скважин Азербайджана, Грозного, Кубани, Украины. В такие ответственные поездки отправляется старая гвардия, имеющая десятилетний опыт исследований: А. С. Шарагин, Н. Г. Степанов, Ю. К. Платонов, Н. М. Кукушкин. Этим летом экспедиции были в Грозном на месторождении Карабулак-Ачалуки и на западе Украины в объединении «Укрзападнефтегаз».

Каждый новый замер — это борьба с коварной природой, это почти всегда новый рекорд нашего университета и ни с чем не сравнимое ощущение победы над стихией. Радует сознание того, что этот труд вливается в труд республики, приближая светлое завтра.

величину, которую трудно оценить, но и трудно переоценить. Время не ждет, каждый год отсрочки в бурении уплотняющих скважин приносит снижение конечной нефтеотдачи на определенную величину, которую трудно оценить, но и трудно переоценить.

Х. “Для обеспечения одинаковых экономических показателей по всем площадям Ромашикинского месторождения разбуривать периферийные площадки по более редкой сетке”.

Нетрудно видеть, что приведенное положение противоречит предыдущему пункту IX. Периферийные площадки сложены пластами с худшими коллекторскими свойствами и естественно будут слабо охвачены разработкой, что с самого начала разработки потребуют уплотнения сетки. В то же время, настоящий пункт не позволяет этого сделать, т. к. это, якобы, удорожит себестоимость нефти. Значит периферийные площадки заранее обречены на механизированную добычу с низкой нефтеотдачей. Спрашивается, при чем же здесь внутриконтурное заводнение? С научной точки зрения, этот пункт просто нельзя понять. В нем видно лишь стремление авторов любой ценой достичь на первых этапах разработки дешевой себестоимости нефти.

Напрасно ТатНИИ пытается уменьшить отрицательное значение этого принципа, указывая на то, что он нигде не нашел применения [2]. Именно в ТатНИИ заложили его в проект, скажем, Лениногорской площади, разбуривание которой велось в 1965г. и не закончено до сих пор. Получилось так, что по обеим сторонам Лениногорского-Южно-Ромашикинского ряда плотность сетки отличается вдвое. На хорошей по коллекторским свойствам Южно-Ромашикинской площади, которую можно отнести к высокопродуктивным центральным площадям — сетка 24 га на скважину. Как показывает анализ, эта сетка велика и верхние пласты b_1 и b_2 практически полностью выключены из разработки. В то же время Лениногорская периферийная площадь Ромашикинского месторождения разбурена по сетке 64 га на скважину и после выработки остаточного упругого запаса обречена на механизированную добычу с ничтожным годовым отбором от заключенных в ней промышленных запасов.

Добуривание ее неизбежно, это понимают все. Получается, что уже при составлении начального проекта закладывается неизбежность составления проекта доработки. А переделывать, как известно, намного труднее и, что самое главное, обходится намного дороже, чем выполнение проекта сразу на высоком уровне, обеспечивающем действительно высокие показатели разработки как с научной, так и экономической точек зрения.

XI. “С тем, чтобы значительно сократить сроки разработки и получить большие скорости продвижения нагнетаемой воды по пласту, а также эксплуатационных скважин в центральной части разбуриваемых площадей, увеличить нефтеотдачу пласта, сгустить сетку

Этот пункт, также как и следующий за ним XII, порождены идеализацией пласта, необходимой для теоретических расчетов. Уже говорилось, что до сих пор нефтяной пласт рассматривается при составлении проектов, как однородный и изотропный, заполненный однородной жидкостью при фиксированной температуре. Неоднородность учитывается лишь введением поправочного коэффициента в том или ином виде при подсчете объема добычи нефти при заданном перепаде давления.

Нет необходимости говорить, что реальные пласты весьма далеки от подобной идеализации, и для получения истинных начальных данных для проекта нужна пробная эксплуатация и широкий комплекс экспериментальных исследований по определению реальных параметров пластов и условий эксплуатации.

К сожалению, в нефтяной промышленности страны сильно развились теоретические исследования в ущерб экспериментальным. Построенные не на реальных фактах, а на предполагаемых идеализированных ситуациях, такие расчеты часто дают неверные, дезорганизующие промышленность рекомендации.

Можно привести много подобных примеров: это и конусы обводнения, и графики коэффициентов неэффективности скважин, и такие пункты как №XI или №XII рассматриваемой Генсхемы.

Хорошо известно изречение, что теория – это жернова, в которые необходимо сыпать зерна фактов, чтобы получить питательную муку для человечества.

XII. “Расстояние между эксплуатационными скважинами в ряду сделать меньше, чем расстояние между рядами”.

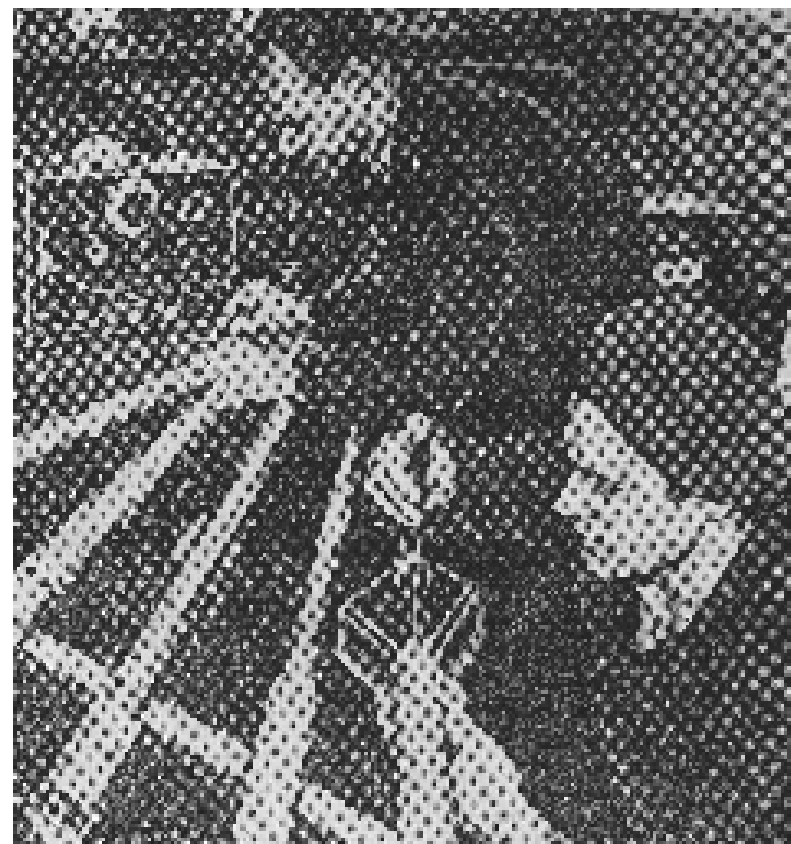
Как уже говорилось, этот пункт является следствием рассмотрения пласта как однородного и изотропного, а также принятой параллельной батарейной системой расположения скважин. Однако, также на основании технико-экономического анализа [9] было показано, что близкая к квадратной сетке расположения эксплуатационных скважин может оказаться более выгодной как с точки зрения объема добычи, нефтеотдачи, так и минимума капитальных вложений и себестоимости добываемой нефти. В этой же работе дается и обоснованная критика пунктов X и XII. Однако, эта критика до сих пор отвергается.

Расстояния между скважинами по пути движения нефти определяются физическими параметрами коллектора и жидкости и должны экспериментально определяться для отдельных участков месторождения при пробной эксплуатации

XIII. “Перенести линии нагнетания с целью дальнейшей интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи путем заводнения слабо обводненных участков.»

Как следует из целого ряда работ ТатНИИ [1-3], этот пункт оказался неверным и не реализован на практике. Но вся Генсхема представляет собой взаимосвязанную систему принципов, поэтому несмотря на то, что пункт XIII

жины, которые должны быть переоборудованы под термолифт. Весь накопленный опыт предыдущих исследований говорил о том, что легкий подогрев нефти в скважине может решить целый комплекс технологических затруднений в работе скважины. Подготовительные измерения сделаны, теперь дело за промышленниками. Мы верим, что термолифт получит прописку на промыслах Татарии. Исследования в 1965 году после переоборудования скважины позволят сделать окончательные выводы.



Справа сверху - механик Ю.Платонов и инженер (кафедра радиоэлектроники Казанского Университета) проверяют приборы для исследования нефтяных и газовых скважинах.

*Зимой - за рабочим столом, летом - на скважинах**

Около 10 лет работают сотрудники кафедры радиоэлектроники Казанского университета в тесном содружестве с нефтяниками. В сложной и мало известной технологии добычи нефти еще много белых пятен, где так нужны кропотливые исследования.

Отошли времена, когда университет арендовал случайные автомашины для временного монтажа на них своей исследовательской аппаратуры. В экспедицию на промыслы Татарии летом этого года выехало четыре новеньких автобуса, оборудованных по последнему слову науки. Именно науки, а не техники, так как техника пока еще отстаёт, и выпускать такие станции промышленность будет только с наступающего года по проекту университета.

На промыслах решалось одновременно несколько задач. Одна партия во главе с младшим научным сотрудником А.С.Шкуро закладывала эпоху по определению параметров скважин Лениногорско-Южно-Ромашкинского разрешающего ряда, используя для этого особенности переходных процессов в скважине. В этой большой работе принимали участие и промысловики. Были случаи, когда под открытым фонтаном вместе мокли главный геолог нефтепромыслового управления "Иркеннефть" С.П. Пустовойт, начальник цеха пластового давления В.С.Дежура и учебный мастер Казанского университета Н.Г.Степанов.

Но главное не только в этом. Тесное содружество проявилось и в том, что производственники готовили скважины к исследованиям, обеспечивая университет, широкий фронт работ. 15 скважин в месяц – таковы достижения группы, хотя она имела исключительно сложный план исследований: ведь на каждой скважине измерялись параметры не менее чем в 400—500 точках.

Вторая партия во главе с А.И. Марковым заканчивала свои многолетние исследования по тепловому режиму Ромашкинского месторождения, начатые еще в 1959 году. Охлаждение нефтяных пластов закачиваемой водой является серьезной проблемой, поднятой университетом. Теория этого вопроса послужила темой докторской диссертации, недавно защищенной М.А.Пудовкиным. Не менее строгие и убедительные экспериментальные доказательства, которые идут в основу кандидатской диссертации аспиранта А.И.Маркова. Рядом с ним работал в партии молодой дипломник Саша Неткач и солидный техник Каюков. Поколения разные, а их дружной работе и взаимопомощи можно только позавидовать.

Интересные эксперименты проводила и третья партия в составе инженера Е.И.Яшина, механиков Ю.Н.Кондратьева и С.М.Иванова. Они исследовали сква-

не реализован, но остались его последствия в обустройстве Ромашкинского месторождения. Пункт XIII был призван в значительной степени уменьшить обводненность добываемой продукции на первых этапах разработки. Едва ряд начал обводняться, линия нагнетания переносилась, а отбор нефти должен был перекладываться на последующие внутренние ряды. Лишь только после обводнения всех рядов площади начинался форсированный отбор обводненной продукции.

В наследство от этого, хотя и нереализованного принципа, как уже указано в пояснении к пункту V, осталась ординарная система сбора нефти из труб малого диаметра.

Во-вторых, Ромашкинское месторождение оказалось совершенно неподготовленным к переработке обводненной нефти на первом этапе разработки. В результате только одних штрафов за сдачу нефтеперерабатывающим заводам некондиционной нефти (с содержанием воды до 5 %) заплачено объединением "Татнефть" не один десяток миллионов рублей. А сколько трудностей испытывали промысловики, кустарным способом изготавливая элементарные мелкие обезвоживающие установки. Сколько исписано бумаги и затрачено средств при срочной покупке нефтестабилизационных установок за рубежом, их установки и пуске на местах. Но все это уже не относится к науке, а лишь к нежелательным осложнениям, результатам стремления добыть нефть во что бы то ни стало самым дешевым способом, не считаясь с последствиями.

В-третьих, из-за отсутствия обезвоживающих установок на начальном этапе разработки не вскрыты до сих пор многие водоплавающие пласты, так же как и слои, лежащие вблизи плоскости ВНК. Прошедшее охлаждение пластов делает тяжелой добычу в будущем этой захороненной нефти, лежащей, как правило, ниже уже выработанных и заводненных пластов. Эксплуатация Ромашкинских пластов, как слоеного пирога с чередованием воды и вязкой нефти, потребует разработки достаточно дорогой технологии, и выигрыши на первом этапе обернутся проигрышем на последующих стадиях.

XIV. "Спроектировать систему, контроля за состоянием эксплуатации месторождения с самого начала его разработки".

Этот принцип, хотя и поставлен последним, является не менее важным положением, чем основные первый и третий пункты. Переноса первые в нефтяной практике заводнение внутрь контура нефтеносности и вскрывая сложный, слоеный продуктивный горизонт D_1 единым фильтром, как в нагнетательных, так и эксплуатационных скважинах естественно было подумать о системе контроля за работой пластов в условиях новой технологии. Однако напрасно искать в Генсхеме новые методики исследования скважин и пластов или использования новой измерительной аппаратуры. В ней остался по-прежнему манометр, как основной глубинный прибор и измерение забойных и пластовых давлений с построением карт изобар как методики контроля.

**Советская Татария № 272 от 17.11.64 г.*

В условиях искусственного воздействия на пласт при многослойном строении продуктивного горизонта, давление как параметр не может больше служить в качестве основы системы контроля за выработкой нефтяных пластов. Он отходит вместе с термином поддержания пластового давления.

Под системой контроля в пункте XIV подразумевается бурение специальных контрольных скважин для измерения давления по слоям и горизонтам и определения степени поднятия ВНК. На бурение таких скважин истрачено десятки миллионов рублей и это в середине 20 века, когда за эти деньги можно было заказывать различным институтам и вузам разработки не одной, а нескольких новых современных методик контроля тех же параметров с использованием и новой передовой аппаратуры.

В качестве примера можно указать на разрабатываемую Казанским университетом электронную дистанционную аппаратуру и методику трехмерного анализа состояния разработки нефтяных месторождений со сложной структурой продуктивного горизонта по вертикали, а также автоматизированную систему контроля за разработкой с помощью фильтрационных волн давления в межскважинных интервалах.

Основным параметром в этой системе является дебит скважин, т. е. непосредственно сама добываемая продукция несет на себе необходимую информацию, а не косвенный параметр, каким является давление. В отличие от давления, который по своей природе является интегральным параметром и характеризует скважину лишь как точку на плоскости, дебит может быть продифференцирован по слоям и пропласткам продуктивного горизонта, обеспечивая изменение рабочих параметров и контроль за выработкой каждого выделенного слоя в отдельности.

Дебитомер, скомбинированный в едином блоке с датчиками других необходимых параметров, должен стать основным измерительным прибором для новой технологии нефтедобычи с использованием методов искусственного воздействия на пласт.

Заканчивая краткий разбор основных принципов, заложенных в Генеральную схему разработки Ромашкино, можно сказать, что ни один из них не выдержал проверки временем. А вся Генсхема может служить ярким примером, иллюстрирующим общее положение, выдвинутое председателем Госплана СССР Н. К. Байбаковым в своем докладе "О государственном плане развития народного

"За последнее время недопустимо снизилась ответственность проектных организаций за качество смет и их исполнение, укоренилась практика занижения проектными организациями стоимости работ на первоначальной стадии проектирования и увеличения сметной стоимости в процессе строительства. Все это подрывает реальность планов капитальных вложений и приводит к большим потерям в народном хозяйстве".

Для нормализации создавшегося положения необходимо в краткие сроки

создать специальные группы или конторы при объединении "Татнефть" – оснастить их самой передовой аппаратурой и методикой исследования и последовательно провести изучение площадей Ромашкинского месторождения для получения реальной картины состояния разработки. Затем на основании этих экспериментальных материалов составить уточненные проекты разработки с тем, чтобы ввести Ромашкино действительно в авангард нефтяной промышленности, не только по уровню добычи нефти, но и по технологии извлечения ее из недр.

Л и т е р а т у р а

1. Мингареев. Р. Ш, Вахитов Г. Г., Султанов С. А. – Регулирование процессов разработки на Ромашкинском нефтяном месторождении. Таткнигоиздат, 1965г.
2. Вахитов Г. Г., Султанов С. А., Оноприенко В. П. – принципы разработки Ромашкинского нефтяного месторождения и их осуществление. Труды ТатНИИ, ч. III. 1961г.
3. Вахитов Г. Г., Султанов С. А., Ошитко В. М. – Новый этап в разработке Ромашкинского нефтяного месторождения. Труды ТатНИИ, т. VIII. Недра - 1965г.
4. Непримеров Н. Н., Шарагин А. Г. – Особенности внутриконтурной выработки нефтяных пластов. Издательство КГУ, 1961г.
5. Молокович Ю. М., Непримеров Н. Н. – К вопросу о расстановки скважин при внутриконтурной выработке нефтяных пластов. Сб. "Вопросы совершенствования разработки нефтяных месторождений Татарии". Издательство КГУ, 1962г.
6. Непримеров Н. Н. – Вопросы совершенствования разработки нефтяных месторождений. Сб. "Теоретические и экспериментальные исследования разработки нефтяных месторождений". Изд. КГУ, 1964г.
7. Муслимов Р. Х., Покровский В. А., Васильев И. П. – К вопросу о перемещении нефти за внешний контур нефтеносности. Труды ТатНИИ, т. VIII. Недра-1965г. "Вопросы геологии. Разработки нефтяного месторождения, гидродинамика и физика пласта".
8. Непримеров Н. Н. – Влияние динамики разработки месторождения на вертикальный профиль приемистости нагнетательной скважины. Сб. "Вопросы усовершенствования разработки нефтяных месторождений Татарии". Изд. КГУ, 1962г.

Примечание Все, что сказано в публикуемом докладе справедливо и через 40 лет.

указывает на два перспективных района:

а) шельф против Печерского бассейна нефтегазонакопления в створе между Северным Уралом и Пай-хоем;

б) шельф против Западно-Сибирской низменности.

7°. Точной оценке мешают три неизученных фактора:

1) возможная инверсия направления термоградиента под вечной мерзлотой за счет разности в литологии пород слагающих разрез под океаном и материком /нужны экспериментальные данные непосредственных температурных измерений в оценочных скважинах, или расчет тепловых полей по сейсмическим данным/;

2) возможная разность в тепловых потоках под материком и океаном в данном районе;

3) отсутствие палеореконокструкций теплового поля этого региона. «Вечная мерзлота» – временное явление в истории того или иного региона. Возможно, что были периоды, когда ее у северных шельфов не было. Миграция шла обычным путем, и месторождения нефти и газа, образовавшиеся в те времена, сохранились до наших дней.

8°. Началу освоения и разведке северных шельфов должно предшествовать тщательное изучение теплового поля данного района и его динамики во времени; построение карт горизонтальных тепловых потоков на разных отметках и выяснение путей миграции флюидов.

9°. Зона вечной мерзлоты является сама весьма перспективным регионом для поисков месторождений по 2-м причинам:

а) термоградиент со всех сторон направлен под нее (аналог – Северное море, окруженное со всех сторон материком);

б) она служит непроницаемой крышкой для вертикальной миграции.

Зав. каф. радиоэлектроники
Казанского университета,
доктор технических наук,
профессор

(Н.Н.Непримеров)

20 июня 1978 г.

г.Лениногорск, скв. № 77.

ПЕРВОМУ СЕКРЕТАРЮ ТАТАРСКОГО ОК КПСС

Докладная записка

Богатые недра Татарии создали нашей республике привилегированные условия для роста промышленного потенциала. Ни одна отрасль н/х в Татарии не занимает такого большого удельного веса в товарной продукции страны в целом как нефтяная. На ней сосредоточено внимание всего Союза. Нефть составляет основу нашего экспорта и ведет экономическую борьбу со странами капитализма.

Однако, Татарский ОК КПСС не стал до сих пор центральной организующей силой в создании нефтяной промышленности республики. Достаточно сказать, что в общих штатах ОК КПСС, насчитывающих несколько сотен сотрудников, лишь несколько человек (4 – 5) заняты проблемами нефти и им не под силу та поистине колоссальная организационная работа, которую необходимо проделать, чтобы привести к соответствующей форме то большое содержание, которое заключено в бурно развивающейся нефтяной промышленности.

В тесной связи с этим и основная масса научно-технической общественности г. Казани осталась в стороне от путей развития этой области н/х. республики. Все это составляет разительный контраст не только с традиционным Азербайджаном, но и с положением дел в соседней с нами Башкирской АССР.

В результате такого отношения за последние 15 лет допущен целый ряд досадных промахов:

1. В Татарии нет своего нефтеперерабатывающего завода и мы фактически превратились в сырьевой придаток окружающих нас областей и республик.

2. Вместо одного 300 – 500 тысячного города Бугульмы с окружной электричкой для развоза операторов к месту работы создано 5 небольших городов-поселков бесперспективных и слабо благоустроенных. Эта тенденция сохраняется и до сих пор (Джалиль, Заинская ТЭЦ, Нижнекамск и т.д.).

Такая раздробленность приводит хотя бы к тому, что в Бугульме есть кадры преподавателей (ТатНИИ), а институты и студенты находятся в Альметьевске и Лениногорске и т.п.

3. Благодаря захолустью нашего юго-востока, из него непрерывно утекают квалифицированные кадры, переходя на работу в Москву, Киев, Харьков, Краснодар, Минск, Куйбышев, Волгоград и др. города с высокой культурой и большим вниманием к работникам нефтяной промышленности (Шашин В.Д., Шмарев А.Т., Васильев П.С., Иванова М.М., Еронин В.А., Пономарев К.И., Мальцев Н., Мальцев М., Обносов А.Д., Колесников С.Г., Токарев В.П., Оноприенко В.П., Ли Е.Д., Клеровский Г.В., Кабардин Г.А., Тимченко, Филановский В.Ю., Локишин И.А.,

и многие другие. Наконец, последняя группа: Мингареев Р.Ш., Донгарзян, Мицевич, Петров Г.Н.)

4. До сих пор в Татарии не создано ни одного ученого совета, который мог бы принимать к защите диссертации по нефтяной тематике. Нет фактически и аспирантуры по этому вопросу.

5. Закрыт печатный орган нефтяников – журнал «Татарская нефть». Таким образом, как подготовка кадров, так и редакции журналов находятся лишь в 2-х городах: Москве и Баку, что именно они и задают тон по всем вопросам добычи нефти и направляют по своему усмотрению развитие нефтяной промышленности в стране.

6. Отсутствие комплексного научно-технического совета по проблемам нефти в нашей республике, в котором можно было бы всесторонне обсуждать возникающие проблемы добычи, транспорта и переработки нефти привело к целому ряду досадных упущений:

а) Неверно и несвоевременно была развернута работа по автоматизации и диспетчеризации нефтепромыслов в результате чего у иных промысловых работников надолго отбита охота к проведению научных экспериментов. (НПУ Лениногорскнефть).

б) При обсуждении в ОК КПСС вопросов борьбы с потерями при добыче нефти упущен важнейший вопрос сбора и переработки твердых углеводородов – парафинов, которые до сих пор, т.е. в течение 15 лет, на все 100% унитожаются, а это составляет около 1 мл. тонн в год самого ценного углеводородного сырья. Перед учеными химиками эта проблема в широком масштабе еще не поставлена.

в) Неверно была целенаправлена борьба с бездействующим фондом скважин, что отняло много времени у промысловиков и принесло больше вреда чем пользы, состоянию разработки месторождения.

г) Наконец, курс на внедрение раздельной закачки воды в уже действующем фонде нагнетательных скважин, предложенный ТатНИИ и поддержанный на одном из недавних заседаний бюро ОК КПСС, также бесперспективен и при ведет к большому и ненужному расходу людских сил и материальных ресурсов сов.

7. Отсутствие широкого открытого и всестороннего обсуждения проблем Татарской нефти нанесло наибольший ущерб состоянию разработки Уникального Ромашкинского месторождения.

Поскольку этот вопрос имеет громадное значение для всего дальнейшего пути развития, на нем необходимо остановиться подробнее.

Казанский университет занимается конкретным, экспериментальным и теоретическим исследованием Ромашкинского месторождения вот уже 10 лет.

*Ю.Н. Яшин, 1978г. консультант ЦК КПСС

ных источников и т.п. Эти неоднородности могут иметь самые различные величины термогradientов.

3°. Наличие двух видов тепловой асимметрии земли доказано автором настоящей записки экспериментально и обосновано теоретически построением соответствующих математических моделей и решением дифференциальных уравнений, описывающих эти процессы (см. отчет Н.Н.Непримеров «Двухфазная тепловая модель земли»). Почти завершено изучение локальных тепловых неоднородностей в таких областях нефтегазоаккумуляции, как Урало-Поволжье, Северный Кавказ, Днепровско-Донецкая впадина и Предкарпатье. Разработана методика расчета температурных полей верхних слоев земной коры по сейсмическим данным для тех регионов, где нет скважин и температурных замеров. Однако построение карт горизонтальных тепловых потоков, т.е. путей миграции для Европейской части СССР еще не завершено и потребует 3-5 лет труда в зависимости от объема финансирования этих работ.

4°. Если принять за основную причину миграции нефти и газа термодиффузию, то они будут перемещаться во времени от горячих областей к более холодным. Миграцию снизу вверх можно считать тривиальной и ее нет смысла рассматривать. Здесь все определяется проводимостью среды. В случае негоризонтального залегания слоев к термодиффузии могут добавляться более интенсивные гидродинамические силы.

Горизонтальный тепломассоперенос в глобальных масштабах идет с юга на север и из-под материков в океан. Наличие локальных неоднородностей искажает пути региональной миграции.

5°. Т.к. горизонтальный термогradient в направлении материк – океан для верхних слоев земной коры (3 – 7 км) почти на порядок больше, чем меридиональный, то шельфы материков, примыкающие к области нефтегазоаккумуляции перспективны для поисков нефтяных и газовых месторождений. Ловушки на шельфах – последние препятствия перед уходом нефти и газа в воды океанов и морей.

СССР имеет большую протяженность материковых шельфов. К сожалению, подавляющая часть их принадлежит Северному Ледовитому океану и его морям. Эта часть материков земного шара имеет одну характерную особенность, отличающую ее от многих других. Этой особенностью является зона вечной мерзлоты, примыкающая к Северно-Ледовитому океану. Вечная мерзлота обусловлена тем, что эта территория по климатическим данным имеет среднегодовую температуру поверхности, а следовательно, и температуру нейтрального слоя земли ниже нуля градусов по Цельсию. Таким образом, отсчет температуры с глубиной на северной окраине Евро-Азиатского материка начинается с отрицательных значений. Это приводит к тому, что в этом регионе горизонтальный

Докладная записка

Перспектива поисков нефти и газа на материковых шельфах СССР

1°. Научное предвидение достоверно, если правильно определена главная, определяющая причина прогнозируемого явления. Как правило, для этого нужно знать основную движущую силу происходящего изменения в среде, обществе, производстве и т.п. Миграция флюидов и образование месторождений минеральных ресурсов обусловлена неоднородным тепловым полем нашей планеты. Порожденные этими неоднородностями температурные градиенты приводят за счет термодиффузии в движение жидкости и газы в пористых и трещиноватых горных породах. Пути теплопереноса задаются направлением температурного градиента, а величина потока, в первом приближении, его величиной и проводимостью среды.

2°. Неоднородное тепловое поле земли в глобальном, планетарном масштабе обусловлено двумя основными причинами:

а) сферической формой вращающейся по эллиптической орбите земли, находящейся в близком к плоскопараллельному пучке солнечного излучения. Это порождает широтную тепловую асимметрию земли с градиентом у поверхности около $5 \cdot 10^{-3} \text{ }^{\circ}\text{C}/\text{км}$ в направлении вдоль меридианов от экватора к полюсам;

б) двойственным характером земной поверхности, покрытой материками и океанами. Благодаря наличию конвективной составляющей переноса тепла в водной среде, температура дна океанов повсеместно имеет температуру, близкую к $1 \text{ }^{\circ}\text{C}$ и $2 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

Под дном океанов и под материками температура растет с глубиной за счет наличия у земли собственного глубинного теплового источника и конечной теплопроводности горных пород. Превышение средней высоты материков над средней глубиной океанов приводит к значительной ($\sim 100^{\circ}\text{C}$) разности температур на одних и тех же отметках. Средние значения горизонтальных термоградиентов составляют около $3 \cdot 10^{-2} \text{ }^{\circ}\text{C}/\text{км}$, т.е. почти на порядок превышают широтную асимметрию.

На эти общепланетарные неоднородности накладываются вторичные, более мелкие по масштабам, локальные неоднородности, порожденные различной теплопроводностью горных пород и наличием в них местных тепловых источников в виде тепла, выделяющегося при деформации горных пород, наличию радиоактив

Этот период можно разбить на 3 этапа:

1956 – 1958 гг. – всестороннее исследование проблемы парафина при добы-

1959 – 1962 гг. – изучение технологии извлечения нефти из пласта при внутриконтурном заводнении (опубликовано 2 монографии и несколько статей).

1963 – 1965 гг. – разработка системы контроля за добычей нефти при внутриконтурном заводнении (опубликовано много статей и готовится к печати 2 монографии).

В итоге работ второго этапа на основании экспериментального исследования состояния разработки Ромашкино, была подвергнута критике существующая система разработки и указаны пути ее дальнейшего совершенствования.

Однако, как показывает выпущенная в конце 1965 года Таткиноиздатом книга Р.Ш.Мингареева, Г.Г.Вахитова и С.А. Султанова «Регулирование процессов разработки на Ромашкинском нефтяном месторождении», эта критика полностью игнорируется и неверные, в корне устаревшие положения снова демонстрируются как фундаментальные принципы – эффективность которых доказана якобы практикой.

Опираясь на авторитетное подтверждение научного руководства нефтяников Татарии (ТатНИИ), ВНИИ нефть – запроектовал на тех же порочных принципах развитие и большой Сибирской нефти. Т.о. проблема Ромашкино переросла из вопроса местного значения в общесоюзную проблему. Причем ответственность за последствия переносятся с ВНИИ как авторов разработки на ТатНИИ, принявших безоговорочно и подтвердившую схему.

Широко разрекламированное мнение, что добыча нефти на Ромашкинском месторождении опирается на научно-обоснованную самую передовую в мире технологию, - внутриконтурное заводнение. Так ли это на самом деле? Сравним основные показатели разработки Ромашкино с показателями разработки в соседних с нами областях и республиках со сходными условиями добычи нефти.

1. Куйбышевская область. Нефтяные залежи Куйбышевской обл. по геологическому строению, коллекторским свойствам продуктивных пластов, физико-химическим параметрам нефтей, глубине залегания весьма разнообразны и условия их разработки более сложные, чем в других нефтедобывающих районах Урало-Поволжья:

а) Запасы нефти рассредоточены по большому количеству относительно небольших по размерам залежей и месторождений.

б) 26,4% от начальных извлекаемых запасов нефти приходится на карбонатные коллекторы с особой сложностью строения.

в) 51,5% от начальных извлекаемых запасов приходится на плотные коллекторы с проницаемостью меньше 200 миллидарси.

- з) 17,2% приходится на высоковязкие нефти с вязкостью в среднем 9 сп.
- д) 52,7% от текущих извлекаемых запасов приходится на нефтяные залежи, лежащие на глубине более 2000 м.

Тем не менее, Куйбышевская область дает до 33,3 мл. тонн (1964 г.). Но что самое главное – за десятилетие 1955 – 1965 г. на месторождении Куйбышевской области отбиралось в среднем 5,9% в год от текущих извлекаемых запасов. По РСФСР в целом 2,9%.

2. Башкирская АССР. Условия залегания и параметры нефти близки к тем, что отмечены для Куйбышевской области и у них в среднем по республике отбирается до 6% в год от извлекаемых запасов. И это при почти полной обводненности нефти в Туймазах, когда отобрано уже около 60% от запасов. И несмотря на это, они еще наращивают темпы.

В обоих этих районах преобладает законтурное заводнение. «Передовая технология» Ромашкино дает нам диапазон от 2,1% на Зеленогорской площади до 4,4% на Минибаевской (1963) при обводненности от 2% (Алькеевская, Северо-Альметьевская) до 8% на Павловской. Средняя на начало 1964 г. достигла 5,5%.

Если кто либо из осведомленных лиц напишет об этом факте в Госплан СССР, то Татария встанет перед неразрешимой проблемой, т.к. темп отбора уже доведен до крайней степени напряжения с нарушением всякой науки и рациональной технологии и в ближайшие годы, когда закончится прирост нефти за счет разбуривания, резко упадет, задолго до проектных норм.

Такое напряженное положение и значительное отставание от уже достигнутых передовых показателей произошло не только по вине несовершенства генеральной схемы разработки, но и того факта, что недостатки ее упорно замалчивались и продолжают замалчиваться.

Татария могла и сможет давать при тех же капитальных вложениях в полтора-два раза больше нефти, чем она дает сейчас

1965 г.

Вице-президенту АН СССР
акад. ВЕЛИХОВУ Е.П.

О необходимости развития в системе АН СССР фундаментальных исследований по проблеме более полного извлечения нефти и газа из недр

1°. Разработанная механиками и геологами механическая модель пласта в виде сплошной среды, лежащая в основе теории фильтрации и подземной гидромеханики, на которых базируется современная разработка нефтяных и газовых месторождений, исчерпали себя, обеспечивая добычу не более 40 – 50 % от геологических запасов в продуктивных коллекторах.

2°. Для извлечения оставшихся в недрах второй половины запасов необходим качественно иной подход к разработке нефтяных месторождений, основанный на гидрофизической модели пласта и теории явлений переноса в пористых средах, учитывающих не только процессы фильтрации, но и энергию взаимодействия флюида с пористым скелетом вмещающей среды. Эта задача под силу только физикам и физико-химикам.

3°. Построение гидрофизической и математической моделей пласта на атомно-молекулярном уровне требует всесторонних, глубоких проработок таких фундаментальных разделов науки как физика жидкого состояния, особенно воды и углеводородов нефти, явлений переноса в пористых средах, физики поверхностных явлений на границе раздела жидкость – твердое тело, поведение гетерогенных систем при высоких давлениях и температурах. При этом должны быть использованы самые современные физические методы: молекулярная динамика, диэлектрическая и магнитная радиоспектроскопия.

4°. Комплексное решение этой важнейшей народно-хозяйственной проблемы и обеспечение страны топливом и сырьем на ближайшее десятилетие возможно только в системе специализированного института АН СССР и крупных проблемных лабораториях МинВУЗа СССР, т.к. ведомственные институты, укомплектованные геологами и горными инженерами принципиально не могут решить эту задачу.

Академик
(Флеров Г.Н.)

Без твердого знания закономерностей и особенностей добычи нефти нельзя перевести скважину на автоматический или, по другому говоря, оптимальный режим. Значит надо начинать эту работу с изучения технологии, т.е. выполнения пункта I настоящей докладной, и там концентрировать имеющиеся средства. С точки зрения экономики диспетчеризация и автоматизация не увеличивают общей массы добываемой нефти, она должна лишь высвободить часть обслуживающего персонала и тем самым снизить себестоимость продукции. В Татарии, где развит, в основном, фонтанный способ добычи, при наличии простейшей местной автоматики (АДУ, автостоп и др.), один оператор обслуживает 8-12 скважин. Ни одна самая совершенная схема автоматизации и диспетчеризации не сможет уменьшить это соотношение.

Для облегчения труда операторов и обслуживания еще большего числа скважин бригады нефтедобычи резко нуждаются во внутрицеховом транспорте, а не диспетчеризации. Дайте мастеру и оператору средства передвижения и они будут обслуживать еще большее число скважин. На это нельзя жалеть средств. Они мгновенно окупятся, также как и средства, затраченные на исследования скважины и совершенствование технологии. В имеющейся схеме добычи скрыты еще большие резервы, и их надо поставить на службу народному хозяйству.

При строгом лимите капитальных вложений их надо направить туда, где они обеспечат дальнейший более эффективный рост производства (пункты I - II - III).

VI. При извлечении нефти на земную поверхность из нее выделяется попутный газ и выпадает твердая кристаллическая фаза - парафин.

В наступающей пятилетке необходимо развернуть работы по сбору и утилизации смоло-парафиновой массы, которую после очистки трапов и резервуаров сборных пунктов и товарных парков закапывают в землю, загрязняя территорию.

Нельзя больше замалчивать гибель сотен тысяч тонн в год ценнейшего высокомолекулярного химического сырья. На первом этапе нужно решить хотя бы задачу сбора этой массы и создания запасов на будущее и, во-вторых, развернуть широкую научную работу химиков по созданию методов ее переработки. Татария имеет громадную школу химиков-органиков - она должна решить эту важнейшую народно-хозяйственную проблему, также как решена проблема использования

Татария, как основная база добычи нефти в стране должна обеспечивать и технологический прогресс в этой отрасли. У нас нет потомственных нефтяников, потому надо шире и настойчивее обсуждать основные проблемы развития нефти, привлекать научные силы из других отраслей наук и разработке вопросов большой нефти. Заставить в какой-то мере и всю промышленность Татарии оказывать повседневную помощь развитию нефтяной промышленности, учиться этому у Азербайджана и Баширии.

ПЕРВОМУ СЕКРЕТАРЮ ТАТАРСКОГО ОК КПСС

Докладная записка

Нефтяная промышленность Татарии развивается предельно высокими темпами с максимальным напряжением всех сторон производства. Серьезные просчеты генеральной схемы разработки, носящей больше рекламный, чем деловой характер, заниженные капиталовложения привели к тому, что в настоящее время уже нет речи о научно-обоснованной технологии разработки. Для выполнения плана любой ценой, нефть берется везде, где она только может быть взята наличными средствами, не считаясь с последствиями для будущих лет. Нефтяная промышленность работает на износ и чревата крупными срывами производства.

Применение на Ромашикинском месторождении нового способа добычи нефти - внутриконтурного заводнения обеспечило резкую интенсификацию производства, но в то же время породило целый ряд новых неизвестных науке явлений, осложняющих привычную технологию добычи.

Среди ученых и производственников теперь нет людей, сомневающих в том, что методы искусственного воздействия на пласт способны обеспечить высокие темпы разработки месторождений. Однако на повестке дня остается другая сторона двудеиной задачи, такое не оспоримое доказательство того, что искусственное заводнение пластов может обеспечить и большую степень извлечения нефти из недр земли, или хотя бы сохранение нефтеотдачи на уже достигнутых уровнях.

Тревожная особенность разработки Ромашикинского месторождения состоит не только в том, что оно имеет не вполне совершенную генсхему разработки, но и в том, что возникшие осложнения и выявленные недостатки мало изучались, замалчивались и медленно или совсем не устраняются.

В течение последних десяти лет Казанский университет систематически ведет комплексные теоретические и промысловые исследования, направленные на совершенствование технологии разработки нефтяных месторождений.

За эти годы выявлен целый ряд особенностей и недостатков существующего способа производства и намечены пути их устранения.

По наиболее актуальным материалам исследований, кроме ежегодных отчетов и публикаций, был подан целый ряд докладных записок в различные инстанции:

1. В 1959 году секретарю ОК КПСС, председателю ТСНХ, начальнику УНП

ТСНХ и начальнику НПУ Лениногорскнефть по температурному режиму нефтяного пласта, вырабатываемого холодной водой.

2. В 1963 году главному инженеру объединения «Татнефть» по некоторым методам совершенствования технологии и устранению недостатков, касающихся:

- а) Методики контроля за разработкой месторождения.
- б) Схемы расстановки скважин при внутриконтурном заводнении и необходимости провести в соответствие с реальностью принцип деления на эксплуатационные площади.
- в) Методов устранения нежелательного охлаждения пласта и резервных источников прогретой воды для заводнения.
- г) Интенсификации добычи нефти и устранения механизированных способов добычи и т.п.

3. В 1964 году председателю СВ СНХ о путях развития научных исследований и о слабом финансировании перспективных научно-исследовательских работ в нефтяной промышленности.

4. В 1965 году Главному инженеру объединения «Татнефть» о режиме работы нагнетательных скважин и путях повышения их приемистости.

5. В 1963 году в редакцию газеты «Известия» о слабом развитии экспериментальных исследований в нефтяной промышленности в целом и др.

В настоящее время в связи с разработкой нового пятилетнего плана развития

н/х имеет смысл, в дополнение к изложенному в предыдущих докладных записках, внести несколько предложений по распределению капитальных вложений внутри самой нефтяной промышленности. Предложения основаны как на собственных экспериментальных исследованиях КГУ, так и на основании общего многолетнего знакомства с работой этой отрасли промышленности.

1. До внедрения в широкую производственную практику различных методов искусственного воздействия на нефтяные пласты эксплуатация нефтяных месторождений велась в режиме естественного истощения. Основным параметром, который повседневно контролировался в тех условиях, был уровень пластового давления. По нему определялся остаточный энергетический запас пласта и степень активности водонапорной системы, если она существовала у месторождения. Вполне естественно, что при таком методе эксплуатации и контроля наиболее распространенным промысловым измерительным прибором был глубинный манометр. Несмотря на скудность измерительной аппаратуры, хорошей степени изученности месторождения способствовала густая сетка скважин и значительный вынос керна, как при разведочных, так и эксплуатационном бурении.

IV. В нефтепромысловую практику прочно вошел метод гидроразрыва пластов, заимствованный из американского опыта. В условиях США, когда пласты разрабатываются на истощение, любой способ, увеличивающий приток нефти на забой эксплуатационных скважин, себя оправдывает. У нас, его стали применять не только в эксплуатационных, но и нагнетательных скважинах. Гидроразрыв пласта в нагнетательных скважинах действительно в большинстве случаев приведет к увеличению приемистости, т.е. казалось бы цель достигается и затраты оправдываются. На самом деле приемистость увеличивается за счет роста приведенного радиуса скважины лишь для одного из слоев. Резкое падение фильтрационного сопротивления для небольшой части продуктивного горизонта приводит к полному или частичному выключению остальной мощности. Как следствие коэффициент нефтеотдачи по охвату падает и увеличивается неравномерность продвижения воды по отдельным слоям.

У нас в Татарии родился другой способ - импульсной очистки забоя для увеличения проницаемости нагнетательных скважин, предложенный и испытанный главным инженером НПУ Иркенефть Б.Ф.Губановым. Разрядка, получаемая в результате резкого стравливания воздуха специально закачанного в скважину для этой цели компрессором, приводит к полной очистке призабойной зоны, созданию устойчивых каналов дренирования и росту эффективно работающей мощности, а, следовательно, и коэффициента нефтеотдачи. Таким образом, достигается тот же результат, что и при гидроразрыве, но улучшающий состояние разработки, а не ухудшающий его.

Для широкого внедрения этого способа необходимо обеспечение каждого ЦППД в Объединении хотя бы одним подвижным компрессором, развивающим давление на выходе до 180 - 200 атм.

V. В погоне за современностью нефтяная промышленность в целом, в том числе и Татария, широко развернула работы по радиодиспетчеризации промыслов. Однако после того, как были созданы десятки различных схем диспетчеризации, т.е. выполнена наиболее легкая часть работы по каналу связи (в наш век радиоэлектроники это не вызывает затруднений) убедились, что собственно диспетчеризовать то практически нечего, т.к. основной объект - скважина еще не автоматизирована. Началась полоса работ по общей и местной автоматике. Но и это совсем не то, что нужно промыслам на данном этапе. Большое и важное дело начали не с того конца.

Нефтяная промышленность одна из наиболее отсталых в техническом отношении отраслей народного хозяйства, которая ведет эксплуатацию месторождений практически без средств контроля со слабо изученным технологическим процессом самой добычи. Достаточно сказать, что до сих пор эксплуатационники всего Советского Союза не знают, откуда в скважину поступает нефть, газ, вода и какая, часть продуктивных пластов работает.

скважин, то в них применению оборудования раздельной закачки помешает другая причина. Измерения приведенного радиуса скважин, проведенные КГУ, показывают, что в процессе эксплуатации вода размывает и разрушает цементный стакан за обсадной колонной, а также породы, непосредственно прилегающие к забою скважин. Небольшие перемычки между пропластками с разной проницаемостью под действием больших перепадов давления при раздельной закачке продержатся в лучшем случае несколько месяцев, затем все объединится в общий фильтр и вода будет закачиваться по-прежнему только в наиболее проницаемую часть продуктивного горизонта.

Средства, отпускаемые или те, что предполагается использовать на создание такого оборудования, более эффективно нужно использовать при бурении новых нагнетательных скважин для закачки воды с повышенным давлением на устье. Эти скважины должны быть перфорированы только против наиболее слабопроницаемых пластов. Учитывая, что не столько существующие перепады давления между нагнетательными и эксплуатационными рядами, сколько излишне большие расстояния между зоной закачки и отбора и единый фильтр мешают своевременной выработке слабопроницаемых участков, необходимо новые нагнетательные для раздельной закачки бурить не на существующем нагнетательном ряду, где они будут малоэффективны, а вне его. Схема выноса нового вспомогательного нагнетательного ряда по отношению к старому и соответствующие расстояния определяются индивидуально для каждого конкретного участка. При рассмотрении этого вопроса и определении его эффективности необходимо учесть, что на первом этапе после бурения новые скважины будут использоваться как эксплуатационные придвинутые как можно ближе к существующим нагнетательным с тем, чтобы увеличенный перепад давления позволил выработать эти пласты с той же скоростью и за то же самое время, что и наиболее высокопроницаемые.

По существу предложение сводится к тому, что на существующую сетку скважин должна быть положена дополнительная лишь для слабопроницаемых пластов с более частым переносом фронта нагнетания по сравнению с основным фондом. Это процентов на 20 удорожит строительство, но примерно на столько же увеличит и добычу нефти.

Коэффициент нефтеотдачи при этом также возрастет примерно на эту же величину.

В первую очередь, до составления проекта разработки для указанных выше целей, нужно использовать имеющийся резервный фонд бурения новых скважин.

Внимание к нагнетательным и эксплуатационным скважинам должно быть поделено в отношении 6:1 или 8:1, так как одна нагнетательная скважина обеспечивает работу 6-8 эксплуатационных.

Революционные преобразования, вызванные введением методов искусственного воздействия на нефтяную залежь, в корне изменили условия разработки. Резко возросли параметры сетки скважин, увеличив площадь, приходящуюся на одну скважину, во много раз. В пласт через нагнетательные скважины стал закачиваться рабочий агент, вытесняющий нефть из пород продуктивного горизонта. Фонтанный период эксплуатации стал основным в жизни скважины. Резко возрос темп добычи нефти. Вместе с этим значительно снизилась степень изученности месторождений и различные литологические и другие виды неоднородностей коллектора и заполняющей его жидкости стали играть значительную роль в процессе эксплуатации. С интенсификацией разработки крупных нефтяных месторождений кончилась эра простой эксплуатации, основанной на природных возможностях залежи, и начался период промышленной выработки пластов.

Для сложных по своему строению продуктивных горизонтов, лишь по традиции объединенных единым фильтром, сразу возникли десятки новых вопросов, на которые измерения только давления, несмотря на всю его универсальность, не могли дать ответа.

Куда и в каком количестве закачивается рабочий агент? Каково распределение коллекторских свойств пласта по вертикали продуктивного горизонта и степень охвата пластов выработкой? Как продвигается фронт нагнетаемой воды в плоскости пласта? Какова степень влияния упруго-вязких свойств нефти и воды на параметры разработки? В какой степени геотермия и термохимия, гидро- и термодинамика, тепло- и массообмен влияют на температурный режим месторождения и его нефтеотдачу при закачке в пласт большой массы холодной воды? Какова скорость выработки отдельных слоев и пропластков продуктивного горизонта? Что представляет собой профиль притока нефти или газа на забой эксплуатационной скважины и как он меняется во времени и при изменении параметров разработки? В чем и как сказывается влияние на лифт скважины прорвавшейся на забой воды? и т.д., и т.п.

Современная теория, основанная на рассмотрении однородных по свойствам изотропных пластов, заполненных однородной жидкостью, при фиксированной температуре не всегда может дать удовлетворительные ответы на поставленные вопросы.

В новых условиях промышленной разработки нефтяных пластов с помощью того или иного рабочего агента основным параметром, способным более полно обеспечить решение сложных задач разработки, становится дебит в сочетании с широким комплексом других исследований.

В отличие от давления, дебит позволяет получить различные характеристики скважины не только как точки на плоскости, но и продифференцировать свойства пласта по вертикали продуктивного разреза. Обычные, ставшие привычными, интегральные или точечные значения притока, продуктивности, проницаемости, пьезопроводности, приведенного радиуса скважины и других

параметров заменяются при этом соответствующим профилем или даже, в наиболее благоприятных случаях, матрицей значений.

Измерение профилей означает переход к объемному рассмотрению залежи и трехмерному анализу состояния выработки пластов рабочим агентом.

Громадную роль в таких исследованиях приобретает изучение гидродинамических и термодинамических переходных процессов в пласте и скважине, которые значительно более глубоко и полно отражают свойства коллекторов и заполняющей его жидкости.

В связи с переносом центра тяжести в промысловых исследованиях с давления, как контрольного параметра, на дебит скважин, возникает насущная необходимость в создании новой контрольно-измерительной аппаратуры для глубинных измерений. Новая аппаратура должна быть комплексной, многоцелевой, маневренной, широкодиапазонной с дистанционной передачей показаний на поверхность. Она должна позволить производить измерения как по глубине скважины, так и во времени, как в остановленных, так и действующих скважинах с самой различной скоростью потока в трубах.

II. Только комплексные многопараметрические исследования во главе с дебитом, как основным параметром, несущим максимум информации, могут дать реальное представление о такой сложной системе как нефтяная или газовая залежь в процессе ее выработки.

Все затронутые вопросы требуют значительного увеличения объема экспериментальных исследований разрабатываемых месторождений, хорошего знания параметров коллекторов реальных пластовых систем и свойств заполняющих их жидкостей, а также развития методов гидродинамических расчетов с учетом всех особенностей эксплуатации залежей.

В связи с изложенным необходимо создать при объединении «Татнефть», временно на 3 - 5 лет, возможно за счет штатов ЦНИлов и ЦНИПров, комплексную контору по контролю за выработкой пластов, вооружив ее современной исследовательской аппаратурой и вменив ей в обязанность быть не только своеобразным ОТК, но и систематически подготавливать и передавать Тат НИИ реальные исчерпывающие материалы для составления проектов доработки площадей Ромашкинского месторождения. Только хорошая изученность особенностей строения и разработки, позволит поддержать высокий уровень добычи нефти в Татарии, после того как закончится прирост добычи на Ромашкино за счет ввода в строй новых, еще не разбуренных площадей.

За эту пятилетку надо потребовать от Тат НИИ составления проектов доработки на все уже разрабатываемые площади Ромашкинского месторождения.

Развернувшееся за последние годы движение за ликвидацию простаивающего фонда эксплуатационных скважин основано на порочных предпосылках и поэтому

ведет к нерациональному расходу средств на приобретение электропогружных и вставных насосов, а также капитальные и подземные ремонты. (Замечание не касается новых скважин, не введенных в строй после бурения).

В условиях внутриконтурной выработки нефтяных пластов нефть добывается в зоне замещения ее водой как вытесняющим рабочим агентом. Поэтому по аналогии с известной поговоркой, что молоко у коровы на языке, можно сказать, что нефть добывается через нагнетательные, а не эксплуатационные скважины.

Введение в строй истощенных, не обеспеченных давлением и потому простаивающих скважин с помощью механизированных способов не решает проблемы в принципе. С их помощью удастся только еще на несколько процентов снизить уровень упругого запаса пластовой энергии. Эта нефть будет добыта в десятки раз быстрее и дешевле, как только соответствующий пласт начнет выработаться во-дой со стороны нагнетательного ряда.

В соответствие с этим в новой пятилетке центр тяжести внимания партийных, научных и производственных организаций должен быть направлен на восстановление фонда нагнетательных скважин и его развитие в тех местах, где это диктуется отставанием в планомерной, поступательной выработке нефтяных пластов.

Нельзя выработку отстающих участков относить на конечные стадии разра-ботки, как это предполагается в настоящее время. ВНИИ, спасая свой престиж, даже внесло предложение узаконить принцип неравноскоростной выработки пластов как новое слово в науке!? Дело в том, что закачка холодной воды и ее прорыв по наиболее проницаемым частям продуктивного горизонта, объединенного единым фильтром, приводит к охлаждению, увеличению вязкости нефти и, в конечном счете, склерозу не вырабатываемых или слабопроницаемых слоев продуктивного разреза. Зоны охлаждения за 10 лет закачки отошли от нагнетательных рядов уже на 300 - 1000 м. и для освоения этих участков уже нужны какие-то специальные меры, а в них оставлено по крайней мере 20 - 30 от общих запасов этих участков.

III. Замечания, сделанные в пункте II, имеют прямое отношение к решению еще одного вопроса технологии добычи и выделению соответствующих капиталовложений на очередную пятилетку. Имеется в виду создание и внедрение в промышленную практику оборудования для совместно-раздельной закачки воды и добычи нефти из разных пропластков под разным давлением.

Наступившее охлаждение пластов и возросшая вязкость нефти в призабойной зоне уже работающей нагнетательной скважины не позволят освоить ранее не охлажденные заводнением пласты, несмотря на повышенное давление закачки. Говоря другими словами, применение такого оборудования в действующем фонде нагнетательных скважин не дает положительного эффекта, и деньги будут потрачены впустую.

Что касается вновь вводимых, только что пробуренных нагнетательных

рождения. Достигаемые при таком способе эксплуатации значения коэффициента нефтеотдачи не превышают 50%.

Другой подход при определении основных параметров системы состоит в использовании динамики самих величин RQT . По их изменению во времени или пространстве можно получить фильтрационные параметры пласта, уже усредненные по площади дренирования или по какому-то выбранному направлению между скважинами. Такие параметры значительно полнее отражают свойства реальных литологически неоднородных и анизотропных пластов.

3. Сложившийся в подземной гидромеханике осредненный подход к описанию фильтрационных явлений не позволяет находить весь необходимый для практики набор характеристик нефтяного пласта непосредственно из промысловых измерений. Опираясь на накопленный опыт, можно предложить лишь один из вариантов компромиссного комбинированного подхода.

1). В лабораторных условиях на кернах измеряются: плотность горных пород и флюида, их теплоемкости и коэффициенты сжимаемости, а также пористость коллектора и его насыщенность.

2). С помощью геофизического каротажа находятся локальные значения мощности пластов, их пористость и вид насыщения.

3). Из гидродинамических измерений определяются пьезопроводность, гидрорепроводность и мощность пластов, приведенный радиус скважин, начальный градиент сдвига, времена релаксаций и константа анизотропии пластов.

4). Из температурных измерений, при нарушенном разработкой тепловом режиме месторождения, извлекаются средняя скорость фильтрации и теплопроводность пород.

5). Из термодинамических эффектов находится интегральный коэффициент Джоуля-Томсона и распределение давления в призабойной зоне скважин.

Предстоящие промысловые исследования двухфазной фильтрации должны показать, что необходимо прибавить к этому перечню, чтобы находить и эффективно управлять не только коэффициентом нефтеотдачи по охвату пластов выработкой, но и по степени замещения нефти водой.

4. Так как информация, необходимая для рациональной эксплуатации и управления выработкой пластов, поступает от самих изменяющихся во времени величин RQT , необходимо наладить систематические измерения буферных или забойных давлений, а также пластовой температуры флюида и дебитов закачки и отбора для каждого пропластка в разрезе по отдельности. Чтобы охватить управлением весь многопластовый продуктивный горизонт, необходимо иметь отдельную нагнетательную скважину на каждый пласт или организовать работоспособную раздельную закачку воды в каждый пропласток. Из изложенного следует, что необходимая техника промысловых измерений должна состоять из дистанционных манометров, дебитометров-расходомеров и термометров.

МИНИСТРУ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ СССР Н.А.МАЛЬЦЕВУ

Для перехода в восьмидесятых годах от экстенсивных к интенсивным формам разработки нефтяных месторождений Казанским университетом разработан динамический режим извлечения нефти из недр с повышенной нефтеотдачей продуктивных коллекторов.

В основе новой технологии добычи нефти лежит автоматизированная система контроля и управления выработкой пластов, основанная на информации периодически получаемой не от скважины, а от межскважинных интервалов.

Опытно-промышленная проверка системы на отдельных участках Ромашкинского месторождения в Татарии показала полноту и надежность теоретического, методического, технического и математического обеспечения.

Для внедрения Динамического режима в производственную практику необходимо:

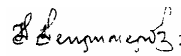
1°. Ускорить разработку и серийный выпуск терминалов для опроса, регистрации, хранения и передачи накопленной информации в ЭВМ.

2°. Наладить производство датчиков давления, дебита и обводненности продукции в наземном и глубинном исполнении с дистанционной передачей показаний в терминал.

3°. Продолжить переподготовку части ведущих специалистов-разработчиков производственных организаций Миннефтепрома через спецфак КГУ по профилю «Управление нефтеотдачей пластов».

Начинать освоение предлагаемой системы лучше всего на опытных участках, где намечено испытание тех или иных способов интенсификации разработки или повышения нефтеотдачи и есть специалисты, окончившие спецфак КГУ.

РЕКТОР КАЗАНСКОГО УНИВЕРСИТЕТА,
А.И.КОНОВАЛОВ ПРОФЕССОР 

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ РАБОТ,
Н.Н.НЕПРИМЕРОВ 

В.Д. Шаину

Докладная записка

*О состоянии промысловых НИР в нефтяной
промышленности*

1° Вслед за революционными преобразованиями пятидесятых годов, вызванными широким внедрением в промысловую практику методов искусственного воздействия на пласт путем заводнения, в нефтяной промышленности наступил период осмысливания накопленных фактов и подведения некоторых итогов:

- а) Широко разрекламированный, как самый дешевый, фонтанный способ добычи нефти заменяется механизированным.
- б) Заметно возросли депрессии на пласт по сравнению с проектными.
- в) Значительно уплотняется, введенная ранее, редкая сетка скважин.
- г) Обводнение добываемой продукции наступает раньше запланированного срока и идет более интенсивными темпами.
- д) Многопластовые продуктивные горизонты, вскрытые единым фильтром как в нагнетательных, так и эксплуатационных скважин, вышли из под контроля производителей и т.д.

Все эти явления говорят о несовершенстве принципов и неточности фактических данных, заложенных в основу проектирования сложных по своему строению нефтяных месторождений.

Основной причиной, которая привела к застою и даже возвратному движению в развитии нефтяной промышленности в шестидесятых годах (сгущение сетки, переход на мехдобычу и т.п.) явилось совершенно неудовлетворительное состояние промысловых исследований.

Только благодаря резкому отставанию экспериментальных, промысловых измерений стали возможными некоторые из перечисленных выше фактов, так и многие другие, затормозившие темп развития отрасли. Несоответствие математической и фактической модели пласта выявлялось, как правило, не на ранней стадии разработки путем исследований в порядке авторского надзора со стороны проектных институтов или путем контроля за разработкой производственными организациями, а после досадных срывов в добыче нефти (Туймазы, Арлан, Ромашино и др.), что является совершенно недопустимым в практике

1. При наиболее общем термодинамическом подходе для описания нефтяного пласта три фундаментальные величины определяют его состояние - это давление, объем и температура. В условиях нефтепромысловой практики вместо объема чаще всего выступает дебит скважин или количества закачанной и отобранной жидкости. Кроме величин PVT или PQT и их граничных условий, существуют еще параметры, характеризующие строение и свойства самой системы, состоящей в данном случае из пористой среды и насыщающего ее флюида. Флюид может быть и многокомпонентным.

С давлением связаны коэффициенты сжимаемости флюида и горных пород, а также предельное напряжение сдвига.

К параметрам, характеризующим объем, относится мощность пласта, ее пористость, радиус скважины и внешней границы системы в радиальном случае или поперечный и продольный размер пласта при линейной фильтрации.

Теплофизическими параметрами являются теплоемкости и теплопроводности как флюида, так и горных пород.

Описание будет не полным, если в основные характеристики не включить динамические величины: удельную проводимость среды, связывающую давление и дебит в системе, и коэффициент Джоуля-Томсона, определяющий изменение температуры при изменении давления.

В общем случае в реальных природных системах все эти величины могут зависеть от координат, от самих величин PQT и их градиентов. Если хотя бы одна из величин PQT меняется со временем, то в системе возникают переходные процессы и появляются новые характеристики: константы времен релаксаций

2. Параметры нефтяных пластов, необходимые при подсчете запасов, проектировании разработки и эксплуатации месторождения могут быть получены двумя принципиально различными путями. Один из них основан на лабораторном изучении кернового материала и пластовых флюидов и скоррелированных по этим данным геофизических каротажных способов измерения в скважинах. Оба метода и керновый лабораторный и каротажный промысловый дают локальные характеристики пласта в точках, где пробурены скважины. Основным их недостаток состоит в необходимости распространения этих точечных характеристик на большие площади в пределах месторождения. Опираясь на эти данные, сложилась практика проектирования и эксплуатации месторождений в стационарном режиме закачки воды и отбора нефти. Коэффициент нефтеотдачи при этом определяется объемным методом как отношение извлеченной из пласта нефти к ее общим запасам у место-

*Сб. «Новая техника промысловых исследований скважин» Казань, 1977

6°. Для проведения работ, перечисленных в пп. 3, 4, 5 требуются повышенные теоретические и методические знания. Для их получения необходимо:

1. Провести недельные курсы повышения квалификации руководящего состава производственных подразделений МНП по примеру учебы, организованной Р.Т.Булгаковым для руководящего состава ОТН в феврале 1980 года в КГУ.

2. Переподготовить начальников отделов разработки НГДУ (нач. геологических отделов) на 6-месячном специальном факультете, «Управление нефтеотдачей пластов» при КГУ.

3. Совместно с АН СССР и Минвузом СССР развернуть работы по изучению явлений переноса в пористых средах, как фундамента для повышения КНО в 12-14 пятилетках.

4. Стимулировать НИР в принципиально новых направлениях по обеспечению контроля и управления как разведкой месторождений, так и выработкой их геологических запасов.

Д.т.н., профессор

планового социалистического хозяйства.

2°. Отставание промысловых исследований от запросов сегодняшнего дня нефтяной промышленности связано, в свою очередь, с тремя факторами:

а) малым количеством и низким качеством современной радиоэлектронной, дистанционной аппаратуры для комплексных исследований пластов и скважин, а также полным отсутствием ассортимента и мизерным количеством кабеля для глубинных измерений.

б) Серьезным отставанием теории прикладных гидродинамических методов исследования. Все используемые ныне способы созданы в период эксплуатации месторождений в режиме естественного истощения, когда основным измеряемым параметром было давление, как мера оставшегося запаса пластовой энергии.

Искусственное воздействие на многопластовый продуктивный горизонт настоятельно требовало перехода от интегральных методов для скважины в целом к дифференциальным, послойным способам определения параметров пласта и скважин. К сожалению, этого перехода сделано не было.

в) Полным отсутствием современных кадров инженеров-исследователей знакомых как с радиоэлектроникой, так и подземной гидродинамикой в штатах НИПИ и производственных организаций. До сих пор не поставлен даже вопрос об их подготовке в ВУЗах страны.

3° Неудовлетворительное состояние промысловых исследований обусловлено отчасти и объективными трудностями интерпретации данных, получаемых из непосредственных измерений. Система пласт - скважина характеризуется, как минимум, девятью неизвестными величинами для каждого пропластка вскрытого

разреза: мощностью h , проницаемостью k , пористостью m , сжимаемостью b_c для пород; плотностью ρ , вязкостью μ , сжимаемостью b^* , начальным градиентом сдвига $\tilde{r}_o$ - для жидкости и приведенным радиусом r_o - для скважины.

Даже в простейшем случае однородного, изотропного пропластка постоянной мощности и проницаемости, заполненного однородной, несжимаемой жидкостью при постоянной температуре, т.е. когда все девять величин константы не зависящие ни от давления, ни от температуры, современная теоретическая гидродинамика позволяет определить, лишь комплексы этих величин, как это показано на рис.1.

Существует несколько независимых гидродинамических методов получения перечисленных выше данных о пласте:

А. $q = \text{const}$, $DP = \text{const}$, - Стационарный режим, возможно измерение продуктивности пластов и пластового давления.

Б. $q = \text{const}$, $P = P(t)$ - переходный режим. Снятие кривой восстановления давления (КВД). Дает интегральные, т.е. усредненные по всему скрытому фильтру значения гидропроводности

$$\frac{k}{m} \text{ и отношения } \frac{c}{r_c^2}.$$

В. $q = q(t)$, $DP = \text{const.}$ - переходный режим по дебиту. Снятие кривой падения или возрастание дебита при постоянной депрессии или репрессии. Метод дает возможность получить данные послойно для каждого пропластка отдельно.

Г. $q = q(t)$, $P = P(t)$ - дает возможность определить те же параметры, но при более сложном счете.

Д. $q = q(wt)$, $P = P(wt)$ Метод волн давления, когда и давление и дебит скважины являются периодическими функциями времени. В этом случае можно

определить векторные значения гидропроводности $\frac{k\vec{h}}{m}$ и по отдельности пьезопроводность $\vec{C}$ и приведенный радиус $\vec{r}_c$ у скв. задающей волны в пласте.

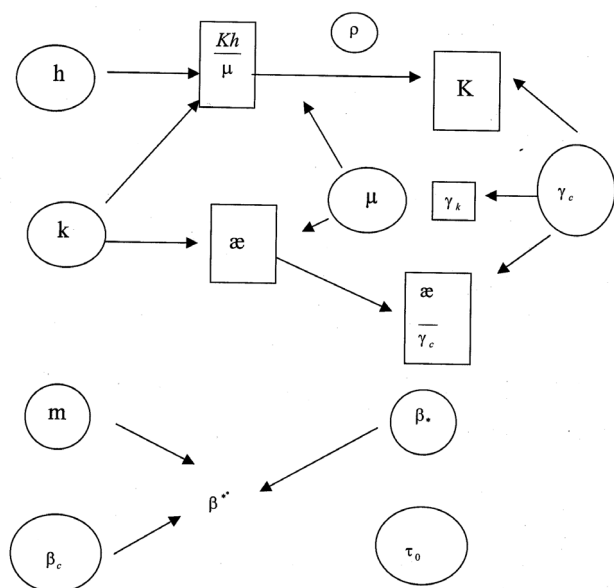


Рис.1

1. Зависимость фильтрационных параметров пласта (ФПП) от уровня пластового давления.

2. Зависимость ФПП от величины прилагаемой депрессии.

3. Отношение ФПП при изливе и нагнетании.

4. Величины времен релаксации для пласта.

5. Значение начального градиента давления.

6. Определить геометрию каждого межскважинного интервала.

На основании проведенных исследований, в каждом конкретном случае, решить вопрос о целесообразности существования механизированного фонда скважин.

4°. В области теплового обеспечивающего КНО на 10-15 пунктов, необходимо:

1. Прекратить внутриконтурное заводнение многопластовых нефтяных месторождений холодной поверхностной водой (Самотлор, Узень, Ромашикино и др.)

2. Широко использовать подогрев закачиваемой воды или заводнение термальными водами из нижележащих водоносных горизонтов, обеспечивая, как минимум, изотермический режим фильтрации флюидов в пласте.

3. Изучить опыт природного термозаводнения на Октябрьском месторождении «Грознефти».

4. Составить и издать атлас начальных тепловых полей нефтяных месторождений.

5. Развернуть исследования горизонтальной составляющей тепломассопереноса в земной коре и выявить ее роль в миграции углеводородов из нефтематеринских свит, определении мест скопления нефти. Использовать эти карты как дополнительный поисковый признак.

5°. В области физико-химического пласта, обеспечивающего около 10 пунктов повышения МО, необходимо, прежде чем в промысловых условиях и промышленных масштабах внедрять различные методы воздействия на пласт, провести научную проработку таких вопросов как:

1. Изучение на молекулярном уровне физических и физико-химических процессов, протекающих в пласте при фильтрации в нем жидкостей методом диэлектрической и магнитной радиоспектроскопии с выяснением таких важных параметров как энергия взаимодействия флюида с пористой средой, толщины пленки жидкости, удерживаемой неподвижно силовым полем горных пород слагающих скелет пласта, распределение пор по размерам, коэффициента извилистости коллектора, вязкости жидкости в поровом пространстве и многое другое.

2. Отработать промысловые методики контроля за эффективностью тех или иных способов воздействия на пласт его призабойную зону.

ДОКЛАДНАЯ ЗАПИСКА

О путях повышения нефтеотдачи пластов

1°. В 70-х годах в период своего развития, когда для поддержания достигнутого уровня добычи нефти необходим новый качественный скачок в технологии, сравнимый по эффективности с тем, что был достигнут при массовом внедрении заводнения в первые послевоенные годы.

2°. Из четвертьвекового опыта совместной работы с объединением «Татнефть» (П.С.Васильев, В.И.Грайфер, Р.Т.Булгаков, Р.Х.Муслимов) вытекает, что резкое повышение нефтеотдачи при сохранении на разрабатываемых месторождениях заводнения, может быть достигнуто путем внедрения Автоматизированной системы контроля и управления выработкой пластов (АСКУ), основанной на более глубоком понимании гидродинамических, тепловых и физико-химических процессов, протекающих в межскважинном интервале продуктивного коллектора при вытеснении нефти рабочим агентом. Основы теоретического, методического, технического и математического обеспечения АСКУ разработаны в Казанском университете.

3°. Наибольшее повышение КНО, на 20 пунктов с наименьшими экономическими затратами дает научная оптимизация гидродинамического режима разработки месторождения.

Для правильной эксплуатации залежей необходимо:

1. Разукрупнить объекты разработки так, чтобы каждая нагнетательная скважина закачивала воду только в один пласт в разрезе.

2. Число нагнетательных скважин должно быть больше или равно числу эксплуатационных.

3. Расстояния между скважинами должны быть меньше как характерного размера литологических неоднородностей для данного пласта, так и радиуса влияния данной скважины.

4. Вскрытие пластов при бурении должно происходить в щадящих условиях и обеспечивать сохранность начальных фильтрационных параметров пласта при предельно достижимом радиусе скважины.

5. Для каждого пласта волновыми методами должны быть изучены и найдены оптимальные параметры разработки, обеспечивающие заданный уровень добычи. В том числе:



- искомые величины.

- определяемые из эксперимента.

Однако, этот метод позволяет определить фильтрационные параметры только у одного, лучшего по своим коллекторским свойствам пропластка в разрезе скважины. И только по направлению на скважину приемник волн в пласте.

Основной особенностью гидродинамических методов является то, что они позволяют определить фильтрационные параметры как средние значения по бассейну влияния данной скважины (воронке депрессии), т.е. в радиусе 200 – 500 м от ее забоя. Они принципиально отличаются от керновых данных и данных каротажа, а также других геофизических методов, дающих локальные значения параметров пласта в радиусе 30 - 50 см от забоя скважин.

К сожалению, в промысловой практике нашли распространение лишь случаи А и Б. Многозначность зависимости не дает возможность получать однозначные значения параметров, что при невысокой точности промысловых замеров вообще сводит на нет практическую пользу от получаемых данных.

4°. При внутриконтурном заводнении неоднородного, многопластового горизонта, вскрытого единым фильтром, измерение забойных и пластовых давлений с последующим построением карт изобар по площади не дает практически никакой полезной информации для контроля и регулирования разработки.

Пластовое давление в таких условиях становится настолько сложной функцией многих переменных, что не может быть измерено или рассчитано даже для отдельного пропластка, не говоря уже обо всем продуктивном горизонте в целом.

Как показывает многолетний опыт промысловых измерений даже такая величина как продуктивность скважины так сильно и хаотично меняется во времени, что не может служить параметром, по которому можно контролировать разработку.

5°. При вынужденном переходе на механизированные способы добычи условия промысловых измерений значительно усложняются, а в некоторых случаях становятся совсем невозможными.

6°. Из-за крайне напряженных планов добычи нефти в пьезометрические и контрольные скважины, как правило, переводятся такие, из которых по тем или иным причинам невозможно или нерентабельно получение нефти (зона выклинивания коллекторов, обводненность пластов и т.п.). Благодаря этому и этот фонд не дает возможность судить о степени выработки пластов.

7°. Низкое качество промысловых измерений во многих случаях не позволяет однозначно судить об эффективности тех или иных промышленных экспериментов, на которые часто затрачиваются громадные средства.

8°. В нефтяной науке имеет место математический деспотизм, когда основная масса ученых занята теоретическими расчетами различных математических моделей и практически нет ученых-экспериментаторов, которые на основании промысловых, натурных измерений создают реальные модели для расчетов.

Как яркий пример можно привести обширные разработки теории фильтрации вязко-пластичных, неньютоновских жидкостей при полном отсутствии хотя бы одного достоверного измерения начального градиента сдвига у реальных нефтей, без чего невозможно использовать для практики весь арсенал теории.

9°. Для разрядки сложившейся напряженной обстановки в области промысловых, глубинных исследований необходимо во все объединениях и НГДУ, ответственных за разработку крупных многопластовых месторождений, создать отделы разработки, придать им мощные ЦНИПРы и возложить на них ответственность за формирование информационного массива АСУП. Впоследствии на базе сформированного массива созданы проекты доработки месторождений.

10°. Узкое Всесоюзное совещание должно определить необходимые гидродинамические методы исследования, выпустить по ним инструкции и определить задачи перспективных исследований и разработок.

11°. Другое узкое Всесоюзное совещание должно определить комплекс необходимых глубинных приборов, назначить их разработчиков и изготовителей, а также сроки выпуска.

12°. Расширить и укрепить штаты исследователей в НИИ и НГДУ, исходя из того, что начальником исследовательской партии должен быть инженер с высшим образованием, понимающий, что и для чего он исследует или измеряет.

13°. В Министерстве должно быть создано подразделение не ниже отдела или управления, ответственное за состояние промысловых исследований и формирование информационного массива АСУ Министерства - этого фундамента плановой экономики.

14°. Необходимо один раз в три года собирать на курсы повышения квалификации гл. геологов, нач. геологических отделов и отделов разработки.

1) Изучение явлений переноса в пористых средах на молекулярном уровне.

2) Создание усовершенствованной гидромеханической модели пласта с последующим переходом к гидрофизической модели, учитывающей характер и энергию взаимодействия флюида с коллектором.

3) Определение оптимальных условий эксплуатации нефтяных месторождений.

4) Разработки способов создания информационных массивов для АСУП и принципов получения управляющих сигналов, регулирующих выработку пластов.

5) Переподготовки части специалистов нефтедобывающей промышленности по профилю «Управление нефтеотдачей пластов» на спецфаке при КГУ.

6) Расширение масштабов опытно-промышленных испытаний и внедрения динамического режима эксплуатации на разных стадиях разработки месторождений.

Зав.кафедрой Казанского Государственного
университета д.т.н., профессор

Н.Н.Непримеров



в процессе его выработки значительно усовершенствована гидромеханическая модель пласта, лежащая в основе теории фильтрации и подземной гидродинамики. Разработанные теории учитывают теперь основные экспериментально установленные закономерности поведения фильтрационных параметров пласта в зависимости от приложенной депрессии, величины пластового давления, начального градиента сдвига, анизотропии пластов по толщине и проницаемости, а также от периода циклической работы нагнетательных скважин при динамическом режиме эксплуатации.

5°. Успешно завершены длительные исследования теплового режима нефтяных месторождений с внутриконтурным заводнением холодной водой. Развита теория расчета элементов термозаводнения и экспериментально показано, что потери в КНО за счет охлаждения могут достигать 30 - 40% (Н.Н.Непримеров «Трехмерный анализ нефтеотдачи охлажденных пластов». Изд-во КГУ – 1978, 219 с.).

6°. Начаты работы по изучению явлений переноса в пористых средах на молекулярном уровне с помощью новейших физических методов магнитной, диэлектрической и ИК-спектроскопии. Эти исследования, ведущиеся на фундаментальном уровне, позволяют установить характер и энергию взаимодействия флюида с поверхностью пористого скелета и дадут ответ на эффективность тех или иных способов повышения нефтеотдачи пластов. Для развертывания этих работ, по заданию Минвуза СССР, разработана комплексная программа междисциплинарных исследований в этом направлении.

7°. Разработан ряд перспективных положений, не обеспеченных финансированием и требующих всесторонней экспериментальной проверки в опытно-промышленных условиях:

а) Способ определения при разведке основных фильтрационных параметров пласта с поверхности при наличии всего одной скважины, вскрывшей залежь.

б) Безводный способ извлечения нефти из недр с помощью регенерируемого растворителя.

в) Способ освоения и эксплуатации алевритовых пластов.

г) Метод расчета начальных тепловых полей нефтяных месторождений с созданием атласа типовых структур.

8°. Для переподготовки кадров нефтяной промышленности в новом направлении при Казанском университете приказом по Минвузу СССР № 614 от 2.06.78 г. открыт специальный факультет по профилю «Управление нефтеотдачей пластов» с набором 25 человек в год на дневное отделение с отрывом от производства на 9 мес.

9°. Для ускорения темпов научных разработок и быстрее внедрения их в производственную практику необходимо укрепить и узаконить сложившийся при Казанском университете учебно-научный центр перспективных исследований с задачами:

Ю.Н.ЯШИНУ*

Докладная записка

«О совершенствовании подготовки специалистов для
нефтедобывающей промышленности»

1°. Основным недостатком высшего образования в СССР является отрыв подготовки кадров и от науки, от производства (считается, что наука сосредоточена в АН СССР). Учебная кафедра ВУЗа не имеет статуса научного учреждения, плохо оснащена, в основном морально устаревшим оборудованием, малочисленна (5 – 10 чел.), преподаватели имеют учебную нагрузку от 700 до 1000 часов в год. Все это приводит к тому, что кафедры, за редким исключением, не могут поддерживать свое информационное обеспечение на уровне переднего края науки и готовят специалистов фактически для вчерашнего дня народного хозяйства страны.

2°. Новый этап в развитии нефтяной промышленности, связанный с переходом от экстенсивного к интенсивному пути развития, оказался неподготовленным ни со стороны науки, ни со стороны формирования специалистов.

3°. На современном этапе резкое, скачкообразное повышение нефтеотдачи разрабатываемых нефтяных месторождений требует развития по крайней мере трех научных направлений:

1) исследования взаимодействия флюида с пористым скелетом пласта на квантово-молекулярном уровне и определения оптимальных условий нефтевытеснения;

2) разработки эффективных методов контроля и управления нефтеотдачей пластов;

3) создание реально функционирующих АСУ с научно-обоснованным информационным массивом и автоматически получаемом управляющем сигнале от промысловых объектов добычи нефти (скв. и т.п.), обеспечивающих оптимальные условия разработки месторождения с максимально возможной нефтеотдачей.

4°. Эти научные направления должны быть обеспечены качественно иным уровнем преподавания в ВУЗах таких курсов, как:

1. Физика нефтяного пласта (на базе магнитной и диэлектрической спектроскопии гетерогенных сред).

2. Химия и физхимия нефтяной промышленности.

3. Подземной гидродинамикой, построенной на гидрофизической, а не гидро-

*Ю.Н.Яшин, 1978г. консультант ЦК КПСС

механической модели пласта и учитывающей все многообразие механического,

физического и химического воздействия флюида на фильтрационные параметры продуктивного коллектора (деформация пористого скелета потоком флюида, релаксационные явления и т.п.).

4. Промысловой геофизики, опирающейся на все современные виды определения фильтрационных параметров пласта в межскважинном пространстве, а не локальной области призабойной зоны (звуковые волны, фильтрационные волны, тепловые волны и т.п.).

5. Геотермофизики, как науки об основной движущей силы геотектоники, миграции флюидов и образования месторождений минеральных ресурсов.

6. Вычислительной математики основанной на использовании ЭВМ.

5°. Движущей силой нефтяной науки должны стать учебно-научные центры, созданные на базе мощных учебных кафедр ВУЗов (100 – 150 сотрудников и преподавателей), обеспечивающих перспективные научные проработки и подготовку кадров для их внедрения.

6°. Учебно-научные центры должны быть временными организациями, создаваемыми вокруг признанных ученых, лидеров науки, обладающих свойствами генераторов идей и организаторов науки и учебного процесса.

7°. Для повышения квалификации работников нефтяной промышленности нужно проводить в союзном масштабе краткосрочные сборы с изложением научных основ нового перспективного этапа в развитии нефтяной промышленности. Сборы должны проводиться не периодически, а лишь при возникновении новых направлений и, как правило, на базе тех учебно-научных центров, где это направление было создано.

8°. Система подготовки кадров должна быть не жесткой, а мобильной и автоматически следовать за развитием науки, и выходом ее в практику народного хозяйства страны.

Д.т.н., профессор Казанского
Госуниверситета

(Н.Н.Непримеров)

МИНИСТРУ
НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ СССР
Тов. МАЛЬЦЕВУ Н.А.

ДОКЛАДНАЯ ЗАПИСКА

1°. Комплексная группа ученых Казанского университета по заданию объединения «Татнефть» (финансирование по х/д - 200 т.р. в год) и поддержке областной партийной организации (Решение бюро Татарского ОК КПСС от 28.12.1976) в течение многих лет ведет теоретические и экспериментальные исследования по проблеме :

«Совершенствование научных основ рациональной разработки нефтяных месторождений с целью повышения нефтеотдачи пластов».

К концу 70-х годов разработана и проходит испытание в промысловых условиях аппаратура и методика определения фильтрационных параметров межскважинных интервалов, позволяющая не только следить за состоянием разработки месторождения и количественно оценивать эффективность тех или иных способов интенсификации, но и управлять нефтеотдачей пластов, поднимая ее на 10 - 15% выше существующего уровня по обоим составляющим КНО.

2°. Тщательно проведенные, прецизионные промысловые исследования межскважинных интервалов показали, что определяющее значение для нефтеотдачи имеет поведение скелета пласта при механическом воздействии на него потоком флюида. На основании опытных данных сформулированы основные правила рациональной эксплуатации продуктивных коллекторов, обеспечивающих максимальное значение КНО:

1) Разработка месторождения должна проводиться строго при начальном пластовом давлении. Каждая атмосфера отклонения текущего давления в залежи от начального пластового, как в ту, так и в другую сторону, ведет к снижению КНО на 1%.

2) Депрессия на пласт не должна превышать порога деформации коллектора потоком флюида (Ромашикино – девон ~ 5 ат).

3) Дебиты закачки и отбора в условиях ограниченной депрессии определяются только радиусом скважины.

4) Число нагнетательных и эксплуатационных скважин, при равенстве их радиусов, должно быть равно друг другу.

5) Темп разработки задается плотностью сетки скважин.

3°. Дальнейшее направление работ определяется положением о четырех этапах в разработке нефтяных месторождений, а методической основой служит динамический режим эксплуатации залежей, основанный на качественно ином уровне промысловой информации о состоянии разработки месторождения.

4°. Для адекватного описания свойств и поведения продуктивного коллектора

НЕПРИМЕРОВ НИКОЛАЙ НИКОЛАЕВИЧ

Десятитомное собрание научных и литературных трудов

Редактор Б.Я.Земляной

Художник Г.Е.Трифонов

Электронные операторы: Л.А.Христофорова

А. А.Журавлев

Сдано в печать печ.уч.изд.л.224 формат 60×90 1/16.

Бумага офсетная № 1 . Типография : Центр инновационных технологий «Ло-

Литература

1. Непримеров Н.Н. и Шарагин А.Г. Исследование скважины и разработка превентивных методов борьбы с парафином. Уч. Записки КГУ, т. 117 кн. 1957.
2. Непримеров Н.Н. Экспериментальное исследование некоторых особенностей добычи парафинистой нефти. Изд. КГУ, 1958.
3. Непримеров Н.Н., Шарагин А.Г. Особенности внутриконтурной выработки нефтяных пластов. Изд.КГУ, 1961.
4. Пудовкин М.А. Влияние закачки холодной воды на поле температур нефтяного пласта. Сб. «Вопросы усовершенствования разработки нефтяных месторождений Татарин, Изд. КГУ, 1962.
5. Шарагин А.Г. Комбинированные дистанционные приборы для исследования нефтяного пласта и скважин. Сб. Вопросы усовершенствования разработки нефтяных месторождений Татарии. Изд. КГУ, 1962.
6. Комаров С.Г. Техника промысловой геофизики, Гостоптехиздат, 1947.
7. Закс Н.А. Основы экспериментальной аэродинамики. Оборонгиз 1953.
8. Термен Ф., Петтит Д. Измерительная техника в электронике. ИЛ, 1956.
9. Чернов Б.С, Базлов М.Н. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. Гостоптехиздат, 1953.
10. Сушили В.А. Нефтепромысловые глубинные измерения, Гостоптехиздат, 1958, И.Яковлев В.П. Оператор по исследованию нефтяных скважин. 1-е издание. Гостоптехиздат, 1952. II издание-Гостоптехиздат 1959.
12. Петри А.И, Дробах В.Т. Измерения давлений и расходов жидкостей и газа на нефтяных промыслах, Гостоптехиздат, 1959.
13. Иванов М.М. Новости нефтяной техники. Серия Нефтепромысловое дело, вып.5, стр.26, 1952.
14. Исакович Р.Я. Контрольно-измерительные приборы при добыче нефти. Гостоптехиздат, 1954.
15. Иванов М.М. Новые глубинные манометры УФНИИ для исследования скважин. Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. Материалы межвузовского совещания по вопросам новой техники в нефтяной промышленности, т.1, Гостоптехиздат, 1958
16. Иванов М.М. Проектирование и изготовление новых приборов. Научно-технический сборник по добыче нефти, № 2, ВНИИ. Гостоптехиздат, 1959.
17. Тучирин А.М. Электрические измерения неэлектрических величин. Госэнергоиздат,
18. Измерение механических величин электрическими методами, Сб. работ под ред. Пригороварского Н.И., Машигиз, 1952.

19. Байда Л.И., Добротворский Н.С. и др. Электрические измерения. Госэнергоиздат, 1954.
20. Яковлева Б.А. Относительно термометрии на одножильном кабеле, Т.Н., 6, 1969.
21. Сканапи Г.И. Физика диэлектриков, ГИТТЛ, 1949.
22. Кенциг В. Сегнетоэлектрики и антисегнетоэлектрики, ИЛ, 1960. 23. Сушили В.А. Новиков Н.П. Разработка и исследование глубинных дебитометров и расходомеров. Труды ВНИИ, вып. XIII. Гостоптехиздат, 1958.
- 23а. Новиков И.П., Сушили В.А. Разработка и усовершенствование методов определения притока и поглотительной способности скважины. Научно-технический сборник по добыче нефти № 2, ВНИИ. Гостоптехиздат, 1959.
24. Глумов И.О., Кривонос И.В., Оленев В.И. Глубинный расходомер конструкции ТатНИИ. Труды ТатНИИ, вып. 1, Бугульма, 1959
25. Кремлевский П.П. Расходомеры, Машиз, 1955.
26. Лукьянов Е.П. Измерение малых скоростей жидкостных потоков с помощью термо-сопротивлений. Труды ТатНИИ, т.3, 1961.
27. Тривус Н.А., Виноградов К.В. Исследование нефти и газа в пластовых условиях. Азнефтеиздат, 1955.
28. Котяхов Ф.И. Основы физики нефтяного пласта. Гостоптехиздат, 1956.
29. Оркин К.Г., Кучинский П.К. Физика нефтяного пласта, Гостоптехиздат, 1956.
30. Фокеев В.М. Известия АН СССР, ОТН № 1,; 1950.
31. Бриджмен П.В. Физика высоких давлений, ОНИ, 1935.
32. Бриджмен П.В. Новейшие работы в области высоких давлений, ИЛ, 1948.
33. Michels A. Michels C. Phil. Mag, 13, 1192, /1932/
34. Uhling H.H., Kizcwoode. O. Keves F.G. I. Chem. Phys. 1. 1955 /1933/.
35. Keves F.G. Onclev I.L. Chem. Rev. 37. 1338/1931/ 36. Bzoxon I.W. Phys. Rev. 37. 1338/1931/.
37. Максвелл Д.К. Трактат об электричестве и магнетизме, ГТИИ, 1954. Избранные сочинений по теории электромагнитного поля, ГТИИ, 1954. 38. Bayleigh. Philosophical Megasine 34, 481/1892/ 39. Logenz L. Wied. Ann. II. 641/1880/ 40. Logentz H. Wied. Ann. II. 641 /1880/
41. Oilendorf F. Potentialfelder der Elektrotechnik, Springer, Berlin, 1932. Bezeichnung magnetischer Felde, Sprinder, Wein, 1952.
42. Lichtehtcker K. Phys. Ls. 25. 172 n 193/1924/, 28, 417/1927/30. 805/1929/.
44. Кондорский Е.И. Изв. АН СССР, сер. Геофиз. т. 14, 294 (1950)
45. Григорьев М.Н. Кирко И.М. ДАН ССР т. 102, № 4, 773 (1955)
46. Фрадкин Б.М. Борн. Трудов МЭИ, вып. 14, 95 (1950)

177

Докладная записка. Первому секретарю Татарского ОК КПСС.....
.181

О необходимости развития в системе АН СССР фундаментальных исследований по проблеме более полного извлечения нефти и газа из недр. (Письмо Велихову Е.П.).....
.....189

Перспектива поисков нефти и газа на материковых шельфах СССР (Докладная Яшину Ю.Н.).....
.....190

Министру нефтяной промышленности СССР Н.А.

ГЛАВА IV	
Обводнение эксплуатационных скважин.....	78
§ 14. Пути обводнения скважин	78
§ 15. Определение мест притока воды на забой скважин.....	79
§ 16. Температурный профиль горизонта Д1 как индикатор затрубной циркуляции воды.....	88
§ 17. Некоторые пути борьбы с осложнениями при обводнении скважин.....	93

ГЛАВА V	
Анализ состояния разработки экспериментального участка на Ромашкинском месторождении.....	96
§ 18. Особенности геологического профиля вдоль нагнетательного ряда.....	96
§ 19. Поперечные геологические профили участка и пути движения ФНВ..	101
§ 20. Особенности работы водоплавающих пропластков	112

ГЛАВА VI	
Контроль за выработкой пластов при простирании	118
§ 21. Возможные методы определения местоположения искусственно созданного фронта нагнетаемой воды.....	118
§ 22. Экспериментальные исследования пласта с помощью волн давления...	120
§ 23. Использование волн давления для экспериментального определения положения ФНВ в пласте.....	128
§ 24. Периодическая эксплуатация нефтяного пласта.....	132

ГЛАВА VI	
Некоторые общие вопросы внутриконтурной выработки нефтяных пластов....	135
§ 25. Особенности существующего варианта внутриконтурного заводнения на Ромашкинском месторождении.....	135
§ 26. Принцип внутриконтурной выработки нефтяных пластов и его применение на Ромашкинском месторождении.....	138

Разбор основных положений генеральной схемы разработки Ромашкинского нефтяного месторождения.....	149
---	-----

Зимой - за рабочим столом, летом - на скважинах.....	170
--	-----

222

Нефть, эксперимент, его последствия.....	173
--	-----

Докладная записка. Первому секретарю Татарского ОК КПСС.....	
--	--

47. Неколов В.С. Определение содержания воды в нефти приборами конденсаторный датчиками. Обзор литературы 1956-1959г. Химия и технология топлив и масел, № 1 стр. 67, 1960.

47а. Моисеенкова И.Г. Использование метода электрической емкости (диэлектрической постоянной) для измерения содержания воды в эмульсиях и песках. Научно-технологический сборник по добыче нефти №II, ВНИИ. Гостоптехиздат, 1961.

48. Кублановский Л.Б. Автоматизация и телемеханизация добычи нефти. Гостоптехиздат, 1958, стр.143 (вывод зависимости % H₂O от ЕЕ)

49. Лукьянов Е.П. Автоматизация контроля за обводненностью скважин. Татарская нефть, № 3. 1959.

50. Каламкар В.А., Крылов А.П. Требин Ф.А., Нефтяное хозяйство №4, 1960.

51. Мозжухин П.В. Эксплуатация сооружений и оборудования законтурного заводнения нефтяных пластов. Гостоптехиздат, 1955.

52. Аппельцин И.Э. Подготовка воды для нагнетания в нефтяные пласты. Гостоптехиздат, 1960.

53. Чернов Б.С., Базлов М.Н., Жуков А.И. Гидродинамические исследования скважин. Гостоптехиздат 1960.

54. Базиев В.Ф., Литвинов А.А., Свищев Б.С., Свежинцев В.И. Формы индикаторных диаграмм по скважинам, эксплуатирующим одновременно несколько пластов. Тат. Нефть № 4, 1960.

55. Абдуллин Ф.С. Нефтяное хозяйство, № 1, 1958.

56. Бучин А.Н., Дорохов О.И. К вопросу о выборе времени и условий выключения из эксплуатации обводнившихся скважин при разработке нефтяных месторождений с поддержанием пластового давления. Разработка нефтяных залежей и динамика пласта. Тр. ВНИИ, т. XXVII, Гостоптехиздат, 1960.

57. Борисов Ю.П., Орлов В.С. Влияние учета неперфорированного вытеснения нефти водой в гидродинамических расчетах процесса разработки месторождения. Труды ВНИИ, т. XXVIII, Гостоптехиздат 1960.

58. Куранов И.Ф. Вытеснение нефти в слоистом пласте. Труды ВНИИ т. XXVIII, Гостоптехиздат, 1960.

59. Башиев Б.Т. Функция распределения проницаемости и учет неоднородности пласта при проектировании разработки нефтяных месторождений. Труды ВНИИ, т. XXVIII. Гостоптехиздат, 1960.

60. Рзабеков З.Ф., Мелик-Асланов Л.С., Аванесов В.Т. К изучению процессов вытеснения нефти из пористой среды. Труды ВНИИ, т. XXIV, Гостоптехиздат.

61. Jamin J.C.C.R. Akad. Paris 172, 1860.

62. Шейдеггер А.Э. Физика течения жидкостей через пористые среды Гостоптехиздат,

63. Иванова М.М. Нефтеотдача в условиях литологической неоднородности продуктивного горизонта. Тр. ВНИИ вып. XXIV (исследования нефтеотдачи пластов). Гостоптехиздат, 1959.

64. Лысенко В.Д. Азаматов В.И. Оценка величины утечки нефти через малопроницаемый

65. Кульчицкая Ю.К. Литвинов А.А. Исследование скважин методом гидропрослушивания, Тат. Нефть, № 3, 1960.

66. Чоловский И.П., Кинзеева Н.П. Методика выделения пластов горизонта Д1 Тат. Нефть, № 4, 1960.

67. Робинзон Е.А. Нефти Татарской АССР. Изд. АН СССР, 1960.

68. Сергиенко С.Р. Высокомолекулярные соединения нефти. Гостоптехиздат, 1959.

69. Сергиенко С.Р. Высокомолекулярные вещества нефти. Итоги науки. Химические науки, т.2. Химия нефти и газа, АН СССР 1958.

70. Бабалян Г.А. Вопросы механизма нефтеотдачи. Азнефтеиздат, 1955

71. Желонкин А.И. Пластовые нефти горизонта Д1 Ромашкинского месторождения. Татнефть № 4, 1960.

72. Антонов Д.А. Экспериментальное определение коэффициента сжимаемости песчаников. Вопросы разработки нефтяных месторождений. Тр. Уф. НИИ, т. II, Гостоптехиздат, 1957.

71. Milon, Denekas, Fzanz. I. c. Jnd. Chem. 43, 1165, 1951. 72. Dinning, Mooge, Denekas. Jnd. Eng. Chem. 45, 1759, 1953.

75. Беньковский В.Г., Пилявский Р.А. Коллоидный журнал, I 6, 401, 1951.

76. Лютин Л.В., Бурдынь Т.А. Вопросы техники добычи нефти. Тр. ВНИИ т. XIII, Гостоптехиздат, 1958.

77. Максимович Г.К. Свойства нефтяных пластов. Гостоптехиздат, 1949, См. также Нефт. хозяйство № I, 1951.

78. Котяхов Ф.И. Влияние воды на приток нефти при вскрытии пласта Гостоптехиздат, 1940. См. также Труды совещания по развитию научно-исследовательских работ в области вторичных методов добычи нефти. Изд. АН. Азерб. АССР, 1953.

79. Bennet C.P. Dood G.G. Bartel F.E. The Oil and Gas J. 41 and 27, 1942.

80. Terreu P.D. The Oil and E.E. 42, 27, 1943. 81. Cohoun J.C. The Oil and Gas J. 48, 4, 1949.

82. Кисляков Ю.П. Орлинский Б.М., Полюх Р.М. Особенности обводнения пласта Д1 Юго-

83. Юсупов М.З. Из опыта работы Лениногорской промыслово-геофизической конторы. Тат. Нефть, № 5, 1960.

84. Бегишев Ф.А., Иванова М.М. и др. Новые задачи в разработке Ромашкинского нефтяного месторождения. Татарская нефть, № 7 1959.

Содержание

Четыре этапа развития нефтяных месторождений.....	6
ОСОБЕННОСТИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИ ИСКУССТВЕННОМ ВОЗДЕЙСТВИИ НА ПЛАСТ	

ГЛАВА I

Некоторые пути усовершенствования методики анализа состояния разработки нефтяного месторождения с законтурным и внутриконтурным заводнением.....12

§ 1. Новые принципы разработки Ромашкинского месторождения 12

§ 2. Образование вытесняющего фронта воды при законтурном и внутриконтурном заводнении..... 13

§ 3. Трехмерный анализ и дифференциальные характеристики скважин..... 16

ГЛАВА II

Формирование ФНВ на забое нагнетательной скважины и закономерности его продвижения в продуктивном горизонте 20

§ 4. Влияние величин давления сдвига на вертикальный профиль приемистости нагнетательной скважины 20

§ 5. Зависимость приемистости пластов от степени и характера вскрытия их перфорацией 29

§ 6. Замечания по гидроразрыву в слоистых пластах и повышение производительности скважины 33

§ 7. Определение вертикальных профилей пластового давления и продуктивности в нагнетательной скважине 35

§ 8. Влияние динамики разработки месторождения на вертикальный профиль приемистости нагнетательных скважин 43

§ 9. Формирование ФНВ и нефтеотдача неоднородных пластов..... 56

ГЛАВА III

Отбор вытесняемой нефти из пласта 59

§ 10. Особенности притока нефти на забой эксплуатационных скважин.... 59

§ 11. О дифференциальных индикаторных кривых эксплуатационных скважин 64

§ 12. Причины, искажающие кривую восстановления давления 65

§ 13. Нефтеотдача пластов, заполненных неоднородной жидкостью..... 65

208. Киреев В.А. Курс физической химии. Госхимиздат, 1951. 209. ЛЕВИЧ В.Г. Физико-химическая гидромеханика, АН СССР, 1952.

210. Кусаков М.М. Труды совещания по развитию научно-исследовательских работ в области вторичных методов добычи нефти. АН Аз.ССР, 1953.

211. Клейтон В. Эмульсии. ИЛ, 1950.

212. Льюис У., Скуайрс Л., Брутон Дж. Химия коллоидных и аморфных веществ, ИЛ, 1948.

213. Намиот А.Ю. Теплопередача при подъеме нефти в скважине. Труды ВНИИ, вып. 8, стр. 400-412. 1956.

214. Сборник под редакцией П.А.Рибиндера. Основы химического доэмульгирования нефтей. Гостоптехиздат. 1946.

215. Рибиндер П.А. и др. Физикохимия флотационных процессов. Металлургиздат, 1933.

216. Сборник работ под ред. Рибиндера П.А. Новые исследования в области теории флотации. Монографический сборник под ред. П.А.Рибиндера. Электрокинетические свойства капиллярных систем. АН СССР, 1956.

218. Глестон С. Введение в электрохимию, ИЛ, 1951.

219. Адам Н.К. Физика и химия поверхностей. Гостехиздат, 1947.

220. Фрумкин А.Н. Новые электрокапиллярные явления. Книга Юбилейная сессия АН СССР, т.2, АН СССР, 1947.

221. Богородицкий Н.П., Пасынков В.В., Тареев Б.И. Электротехнические материалы, Госэнергоиздат, 1955.

222. Суханкин Е.И. Труды совещания по развитию научно-исследовательских работ в области вторичных методов добычи нефти. АН Аз. ССР, 1953.

223. Намиот А.Ю. К вопросу об изменении температуры по стволу нефтяной или газовой скважины. Труды ВНИИ, т.8 стр.347, 1956.

224. Намиот А.Ю. Нефтяное хозяйство, т.5, 45, 1955.

225. Wood K.S. Прибор для регистрации содержания осадка и воды в нефти. The Oil And Gas J. 1958, 56, № 49, ст. 102.

226. Васильев Ю.Н., Максutow Р.А., Башкиров А.И. Экспериментальное изучение структуры нефтегазового потока в фонтанной скважине Нефтяное хозяйство № 4, 1961.

227. Башкиров А.И., Васильев Ю.Н., Максutow Р.А. Экспериментальное определение коэффициента гидравлического сопротивления при движении нефтегазовой смеси во фонтанных трубах. Татарская нефть, № 10, 1960.

228. Галонский П.П. Борьба с парафином при добыче нефти. Ростов техиздат, 1955.

229. Люшин С.Ф., Рассказов В.А. и др. Борьба с отложениями парафина при добыче нефти. Гостоптехиздат, 1961.

230а. Люшин С.Ф. Разработка новых методов борьбы с парафином. Научно-технический сборник по добыче нефти. ВНИИ № 3. Ростовтехиздат, 1959.

85. Литвинов А.А. Некоторые вопросы определения параметров кол лекторов и скважин по промысловым данным. Тат. Нефть, № 3-4, 1959.

86. Андреев В.П., Бережной А.И. и др. Результаты применения способа Тат. НИИ по улучшению качества вскрытия продуктивных пластов. Тат. нефть № 1, 1960.

87. Винарский М.С. Использование ПАВ для улучшения качества вскрытия продуктивного горизонта на Ромашкинском месторождении. Тат. Нефть, № 4, 1960. 88. АМИЯН В.А. Повышение производительности скважин. Гостоптехиздат, 1961.

89. Применение поверхностно-активных веществ в нефтяной промышленности. Труды Первого Всесоюзного совещания по применению ПАВ в нефтяной промышленности и их производству. Гостоптехиздат, 1961.

90. Щелкачев В.И. Разработка нефтеводоносных пластов при упругом режиме, Гостоптехиздат, 1959.

91. Чекалюк Э.Б. Основы пьезометрии залежей нефти и газа. ГИТЛ УССР, Киев, 1961.

92. Молокович Ю.М., Непримеров Н.Н. К вопросу о расстановке скважин при внутриконтурной выработке нефтяных пластов. Сб. Вопросы усовершенствования разработки нефтяных месторождений Татарии. Изд. КГУ, 1962.

93. Султанов С.А., Вахитов Г.Г. Опыт разработки Павлинского нефтяного месторождения, Тат. книгоиздат, 1961.

94. Непримеров Н.Н. Влияние динамики разработки месторождения на вертикальный профиль приемистости нагнетания скважины. Сб. Вопросы усовершенствования разработки нефтяных месторождений Татарии. Изд. КГУ, 1962.

95. Дорохов О.И., Полуян И.Г. Султанов С.А. Крупнейший промысленный опыт на Бавлинском нефтяном месторождении. Нефтяное хозяйство № 3, 1959.

96. Абдуллин Ф.С., Фахреев И.А. Исследование приемистости нагнетательных скважин. Нефтяное хозяйство № 6, 1961. Расходомер с турбиной. Профили приемистости.

97. Исследования нефтеотдачи пласта. Тр. ВНИИ, вып. XXIV. Гостоптехиздат, 1959.

98. Султанов С.А., Полуян И.Г., Дорохов О.И. Оценка нефтеотдачи пласта Д1 Бавлинского нефтяного месторождения. Татарская нефть, №3, 1961.

99. Мизгуф В. Увеличение темпа заводнения способствует получению большего количества нефти. The Oil and Gas J. 1957, т. 55 № 7, стр.145.

100. Wright F.F. Эффективность высокого темпа закачки вода. J. Petrol Technol; 1958.X, 10, 12.

101. Пермиков И.Г., Гудок Н.С. О целесообразности разработки нефтяных месторождения при высоких темпах извлечения нефти. Нефтяное хозяйство, №6, 1961.

101а. Сафронов С.В. и др. Об интенсификации добычи нефти на Ромашкинском месторождении в 1961-1970 гг. Научно-технический сборник по добыче нефти, №11, ВНИИ. Гостопте-

101 б. Сазонов Б.Ф. О рациональной системе разработки нефтяных залежей в стадии сильной обводненности. Научно-технический сборник по добыче нефти, ВНИИ № 6, Гостоптехиздат, 1959.

101в. Сазонов Б.Ф. Увеличение нефтеотдачи пласта при форсированном отборе жидкости. Научно-технический сборник по добыче нефти ВНИИ, № 5. Гостоптехиздат, 1959.

101г. Максимович Г.К. Технологические основы метода форсированного отбора жидкости из обводненных пластов. Нефтяное хозяйство, № 1, 1954.

102. Howeg W.F, Kamos J. Селективная закупка призабойной зоны нагнетательных скважин. *Petrol Technol*, 1958, IX, IO, I str. 17с,

103. Муравьев И.М., Репин Н.Н., Мошин С.Ф. Некоторые особенности притока пластовой жидкости после остановки фонтанных скважин. Нефтяное хозяйство, № 1, 1959.

104. Муравьев И.М. Евдокимов С.Е., Цибульский Г.Л., Чернов Б.С. К анализу методов отработки кривых изменения давления в нефтяных скважинах. Нефтяное хозяйство, № 3, 1961.

105. Блинов А.Ф. Влияние сепарации газа в стволе скважины после ее закрытия на процесс восстановления давления. Труды Тат.НИИ т.3. 1961. Автор указывает на рост Р после отсечения потока и лопанья газовых пузырьков и, как следствие, перетоки из лифта в затрубное пространство и наоборот.

106. Блинов А.Ф. Определение параметров призабойной зоны нагнетательных скважин по кривым восстановления давления. Труды ТАТНИИ, т.3, 1961.

107. Pitzer S.C. Сравнение теоретических кривых восстановления давления с кривыми, снятыми на забое остановленной скважины. *J. Petrol Technol*, т. II, 8, 49, 1959.

108. Новые методы повышения нефтеотдачи *The Oil and Gas J.* 1957, 55, №10, 96. Вытеснение нефти растворителями) вал из бутана и сухой газ, б) возврат попутного газа, обогатенного бутаном или пропаном, г) газ очень высокого давления.

109. Вытеснение нефти нагнетанием в пласт пропана. *Petrol Eng.* 1957, т.29. № 8, стр. В-84.

110. Новые методы увеличения нефтеотдачи *Слагг М.Д., Petrol Ing.* 1957 т.29, №10 В-21. 1) Нагнетание в пласт воды; 2) сжиженного нефтяного газа; 3) сухого газа.

111. Schnake С. Закачка сжиженных нефтяных газов в нефтяные пласты. *World Oil*, т. 146, №5, стр.201.

112. Blake Iy M. Нагнетание в пласт сжиженного нефтяного газа. *The Oil and Gas. J.* 1959. т.57, I 28, стр.72.

113. Stegdivand W.C. Пробная закачка пропана в нефтеносный пласт в западном Техасе. *J. Petrol Technol* 1959. т. II, №5, стр. 27.

114. Harbert L.L. Закачка сжиженного нефтяного газа в продуктивные отложения на участке Лакота. *B.J. Technol.*, 1959, т. II, № 7, стр.26.

115. Torrey P.D. Новые методы повышения нефтеотдачи. *Producers Monthly* 1958, 22, № 3,

193. Костиков Г.Б. Исследование тепловых процессов в фонтанных скважинах татарской АССР. Вопросы геологии, разработки, бурения скважин и добычи нефти. Труды ТатНИИ, вып. 1, Бугульма, 1959.

194. Кострюков Г.В. Об изменении температуры газонефтяного потока в фонтанных скважинах. Татарская нефть, № 9, 1958.

195. Кравченко И.И., Гайсин А. Новости нефтяной техники, серия «Нефтепромысловое дело», вып. 5, 1952.

196. Нежевенко В.Ф. Кандидатская диссертация.

Гипровостокнефть, 1956. Отчет по теме № 1156. Изучение условий кристаллизации парафина в парафинистых нефтях. 1957.

197. Болтышев А.К. Отчет по теме № 25 «В», № 9. Определение условий выпадения парафина из пластовых нефтей. УфНИИ, 1957.

198. Кострюков Г.В., Мазепа Б.А. Результаты промысловых исследований отложения парафина в фонтанных скважинах Татарии, Татарская нефть, № 1, 1959.

199. Кострюков Г.В., Мазепа Б.А. Промысловые исследования процесса отложения парафина в фонтанных скважинах. Труды ТатНИИ вып. 1, Бугульма 1959. Аналог Татарская нефть № 1, 1959.

200. Фокеев В.М. О влиянии смол на температуру начала кристаллизации парафина. Научно-технический сборник по добыче нефти № 2, ВНИИ, Гостоптехиздат, 1959.

201. Фокеев В.М. Использование уравнения Шредера для вычисления температуры начала кристаллизации парафина девонских нефтей Татарии. Научно-технический сборник по добыче нефти № 1, ВНИИ. Гостоптехиздат, 1958.

202. Фокеев В.М., Требин Г.Ф., Громова А.А. О влиянии свободного газа на температуру кристаллизации парафина. Научно-технический сборник по добыче нефти, № 8, ВНИИ. Гостоптехиздат, 1960.

203. Фокеев В.М. Зависимость температуры начала кристаллизации парафина от газонасыщенности раствора. Разработка нефтяных месторождений и гидродинамики пласта. Труды ВНИИ, выпуск XXI Гостоптехиздат, 1959.

204. Желонкин А.И. Исследование нефтей Ромашкинского месторождения в пластовых условиях. Отчет по теме № 13, 1957. ТатНИИ.

205. Непримеров Н.Н. О давлении насыщения в действующей нефтяной скважине. Разработка нефтяных месторождений с забойным давлением ниже давления насыщения. Материалы конференции в Уфе, Труды ВНИИ, выпуск XXV, Гостоптехиздат, 1959.

206. Суханкин Е.И. Выступления в прениях на Совещании по разработке нефтяных месторождений ниже давления насыщения. Труды ВНИИ, выпуск XXV, Гостоптехиздат, 1959.

207. Намиот А.Ю. Выступление в прениях на совещании по разработке нефтяных месторождений ниже давления насыщения. Труды ВНИИ, выпуск XXV. Гостоптехиздат.

170. Шоу С.А. Теория и практика газлифта. Гостоптехиздат, 1948. 171. Гладков И.Т. Труды ГрозНИИ, т. № 6, 1948, т. 7-1949г., АНХ№6, 1956.

172. Архангельский В.А. Изв. АН СССР ОТН, № 9, 1955.

173. Лутошкин Г.С. Исследование влияния вязкости жидкости и поверхностного натяжения системы жидкость-газ на работу эрггазлифта. Кандидатская диссертация, ВНИИ, Москва, 1955.

174. Цайгер М.А., Желонкин А.И. Определение забойного давления в нефтяных фонтанных скважинах по замерам их буферного давления и дебита. Отчет по теме № 3, ТамНИИ, 1956.

175. Брикман А.А., Сафронов С.В. Об определении минимального забойного давления фонтанирования скважин. Нефтяное хозяйство № 6, 1961.

176. Муравьев И.М., Репин Н.Н. О некоторых особенностях работы фонтанных подъем-

177. Швидлер М.И., Рахимулов И.Ф., Портнов В.И. Определение параметров пласта по кривым восстановления давления. Нефтяное хозяйство, № 8, 1961.

178. Муравьев И.М., Крылов А.П. Эксплуатация нефтяных месторождений, Гостоптехиздат, 1949.

179. Арманд А.А. Известия ВТИ, № 2, 1950.

180. Костерин С. И. Зив. АН СССР ОТН, № 12, 1824-1831, 1949.

181. Костерин С.И., РУБАНОВИЧ М.Н. Изв. АН СССР № 7, 1085-1093, 1949.

182. Пирвердян А.М. АНХ№ 1, 1951.

183. Пирвердян А.М. АНХ№ 10, 1951.

184. Пирвердян А.М. НХ№ 4, стр. 7-13, 1951.

185. Архангельский В.А. Движение газированных нефтей в системе скважина-пласт АН СССР-1958.

186. Болтышев А.А. Отчет по теме № 3056, раздел 1. Исследование фонтанного лифта, УФНИИ, 1956.

187. Тривус Н.А., Виноградов К.В. Исследование нефти и газов в пластовых условиях. Азнефтеиздат, 1955.

188. Оркин К.Г. Кучинский П.К. Физика нефтяного пласта, Гостоптехиздат, 1955.

189. Котяхов Ф.И. Основы физики нефтяного пласта. Гостоптехиздат, 1956.

190. Фокеев В.М. и др. Исследование условий выпадения твердой фазы из нефти Ромашкинского месторождения. Отчет по теме № 24 за 1953г. и ее продолжение в 1954-55г. ВНИИ НП

191. Нежевенко В.Ф. Методика определения температуры начала кристаллизации парафина из нефти. Труды Гипровостокнефть, выпуск 1, 1958. Геология и разработка нефтяных месторождений.

192. Савинихина А.В., Требин Г.Ф. Применение ультразвуковых колебаний к исследованию нефтяных систем. Научно-технический сборник по добыче нефти № 1, ВНИИ, Гостоп-

нефти 4) Нагнетание инертных газов 5) Газом от кровли к подошве 6) Термометоды 7) ПАВ.

116. Соок А.В. Новый метод нагнетания газа с целью получения дополнительного количества нефти VI, т. 114, № 7 стр.224. Переменная закачка газа и затем отбор его с нефтью.

117. Новые методы добычи нефти с использованием смешивающегося с ней агента. The Oil and Gas J. 1958, т.56, №50 стр.78.

118. Использование карбонатной вода для повышения нефтеотдачи пласта. Producers

119. B1eaklu N.B. Нагнетание в нефтяные пласты карбонатной воды. The Oil and Gas. 1959, т.57, № 29, стр.76.

120. Закачка в залежи нефти карбонатной воды The Oil and Gas, I. 1957, т.55, №35, стр.88.

121. Аликишебекова Т.М. Тепловое воздействие на истощенные нефтеносные пласты методом создания фронта горения в них Известия АН СССР, сер. ФМ и технических наук, 1960, № 2стр. 167-178.

122. White P.D., Moss J.T. Успех первого в восточном Texace опыта по извлечению нефти при помощи внутрпластового горения. The Oil and Gas J. 1960, 58, №2, стр. 102-104.

123. Waitez H. Термическое воздействие на пласт при добыче нефти. Erdocl Zeishrift 1957, 73, № 11, стр. 263.

124. Vail G. Применение забойных нагревателей удваивает добычу нефти в Западной Виргинии. Producers Mountsly 1957, т.22, № 2, стр.30.

125. Океев В.М. Об основных тепловых методах воздействия на пласт (обзор). Научно-технич. сб. по добыче нефти ВНИИ 1960, вып. 9 стр. 80-82.

126. Крылов А.П. Основные принципы разработки нефтяных залежей с применением нагнетания рабочего агента в пласт. Труды МНИ, вып. 12, Гостоптехиздат, 1953.

127. Крылов А.П. и др. Развитие теории и практики разработки нефтяных и газовых месторождений. V Международный конгресс. Бурение скважин и добыча нефти и газа. Гостоптехиздат, 1961.

128. Дементьев Л.Ф., Оноприенко В.П., Человский И.П. Подготовка нефтяных месторождений к разработке. Там, книгоиздат, 1961.

129. Еронин В.А., Глузов И.Ф., Аугистова С.Х. Изменение содержания в нефти серы и смол при эксплуатации Ромашкинского месторождения. Труды Там. НИИ, т.2 1961.

130. Юрин И.Я. О путях обводнения скважин подошвенной водой и методах ее изоляции. Нефтяное хозяйство, № 2, 1961.

131. Sommerton W. Некоторые тепловые свойства пористых горных пород. J. PetroI, Technol. 1958, 10, №5, стр.61.

132. Азаматова Н.Д., Батанова Г.Н., Бадьянова И.В. К вопросу уточнения стратиграфических границ в разрезе термической толщи девона Татарии. Труды ТамНИИ, т.3, 1961.

133. Шапиро Д.А. Разделение нефтеносных и водоносных пластов и контроль за продвижением воды геофизическими методами. *Тат.нефть*, №3-4, 1959.
134. Пономарев К.И. Раздельная закачка воды в два пласта через одну скважину. *Тат. нефть*, № 1-2, 1959.
135. Чоловский И.П., Дементьев Л.Ф. Характеристика начального положения ВНК в горизонте Д1 Ромашкинского нефтяного место рождения. *Тат. нефть*, № 3, 1961.
136. Харьков В.А. Новый метод добычи безводной нефти из однородного пласта с подошвенной водой. *Тат. нефть*, № 3-4, 1959.
137. *Тат.нефть*, № 7, 1959.
139. Бегишев Ф.А., Иванова М.М. и др. О состоянии разработки Ромашкинского месторождения нефти. *Нефтяное хозяйство*, № 9, 1959.
140. Еронин В. А., Кинари А.И. Опыт освоения нефтяных месторождений Татарии. *Таткнигоиздат*, 1959.
141. Кульчицкая Ю.К., Литвинов А.А. Вопросы контроля за разработкой Ромашкинского нефтяного месторождения. *Тат, книгоиздат*.
142. Вахитов Г.Г., Султанов С.А., Оноприенко В.П. Принципы разработки Ромашкинского нефтяного месторождения и их осуществление, *Труды ТатНИИ*, т.3, 1961.
143. Еронин В.А., Иванова М.М., Чоловский И.П. Опыт разработки Ромашкинского месторождения. *Нефтяное хозяйство*, № 10, 1961.
144. Сафронов С.В., Максимов М.И. и др. Контроль за разработкой нефтяных пластов горизонта Д1 на центральных площадях Ромашкинского месторождения, *Татарская нефть*, № 1-2, 1959.
145. Чекалюк Э.Б. Скорость распространения упругих деформаций в пористой среде. *Нефтяное хозяйство*. № 11 стр. 29-32, 1947.
146. Бузинов С.Н., Урмихин И.Д. Исследование пластов и скважин путем создания гармонических колебаний давлений и дебитов. Аннотации докладов Всесоюзного съезда по теоретической и прикладной механике, стр.51, Москва, 1960.
147. Бузинов С.Н., Урмихин И.Д. Исследование пластов и скважин при гармоническом законе возбуждения пласта. *Изв. АН СССР механика и машиностроение*, 1960, № 4.
148. Бузинов С.Н., Урмихин И.Д. К вопросу о периодической эксплуатации скважин. *НТС по добыче*, № 10, 1960. *Гостоптехиздат*.
149. Молокович Ю.М., Шкуро А.С. Вопросы усовершенствования разработки нефтяных месторождений Татарии, *Издат. КГУ*, 1962.
150. Бронштейн И.Н., Семендяев В.А. *Справочник по математике ГИТТЛ-1945*.
151. Г. Гаан. Влияние капиллярных сил на вытеснение нефти водой. *Международный нефтяной конгресс. Бурение скважин и добыча нефти и газа. Гостоптехиздат*, 1961.

152. Сургучев М.Л. Регулирование процесса разработки нефтяных месторождений платформенного типа. *Гостоптехиздат*, 1960.
153. Тимонин В. Ставка на передовую науку и практику. *Советская Татария*, 19 октября 1961.
154. Горохов Н.С., Максutow Р.А., Мельников Г.М. Технологические схемы оборудования для раздельной закачки воды и отбора нефти по отдельным пластам эксплуатационного горизонта Ромашкинского месторождения. *Труды ТатНИИ*, т. № 3, 1961.
155. Дахнов В.С. К вопросу учета и изучения глинистости коллекторов при осуществлении законтурного и внутриконтурного заводнения. *Нефтяное хозяйство*, № 4, 1961.
156. Султанов С.А. Полуян И.Г. *Нефтяное хозяйство*, № 11, 1959.
157. Кляровский Г.В. Влияние эффективности закачки воды на площадях Ромашкинского месторождения. *Татарская нефть*, № 10, 1960.
158. Пермьяков И.Г. Разработка Туймазинского нефтяного месторождения. *Гостоптехиздат*, 1959.
159. Крылов А.П. Состояние теоретических работ по проектированию разработки нефтяных месторождений и задачи по улучшению этих работ. Опыт разработки нефтяных месторождений. *Гостоптехиздат* 1957.
160. Щелкачев В.Н. Анализ основ теории проектирования разработки нефтяных месторождений в условиях водонапорного режима и применение центрального внутриконтурного заводнения. *Опыты разработки нефтяных месторождений. Гостоптехиздат*, 1957.
161. Бегишев Ф.А., Мингареев Р.Ш., Полуян И.Г., Горюнов А.И. О предварительных результатах промышленного эксперимента на Бавлинском месторождении. *Геология нефти и газа*, № 6, 1959.
162. Щелкачев В.Н. Анализ современного состояния нефтедобычи и разработки нефтяных месторождений США. *ГосИНИТИ*, Москва, 1961г.
163. Ладони А., Асти Б. Техничко-экономический анализ выбора расстояния между скважинами, V международный нефтяной конгресс Бурение скважин и добыча нефти и газа. *Гостоптехиздат*, 1961.
164. Фаттахов Б.З. О возможности дальнейшего совершенствования систем размещения скважин в условиях внутриконтурного заводнения. *Труды ТАТНИИ*, т.3, 1961.
165. Маскет Т.М. *Физические основы технологии добычи нефти. Гостоптехиздат*, 1953.
166. Мустафинов А.Н. Состояние и задачи научных исследований по нефтеотдаче пласта. *Нефтяное хозяйство*, № 10, 1961.
169. Огдасаров В.Г. Теория, расчет и практика эргазифта. *Гостоптехиздат*, 1947.
170. Шоу С.А. Теория и практика газлифта. *Гостоптехиздат*, 1948. водой. *Международный нефтяной конгресс. Бурение скважин и добыча нефти и газа. Гостоптехиздат*, 1961.