

М.Т. АБАСОВ, А.С. СТРЕКОВ , Г.М. ЭФЕНДИЕВ.

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОГРАНИЧЕНИЯ
ВОДОПРИТОКОВ В НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ**

БАКУ - 2009

М. Т. Абасов, А.С. Стреков, Г.М. Эфендиев. Совершенствование технологии ограничения водопритоков в нефтяных скважинах.

Книга посвящена проблеме совершенствования технологии ограничения водопритоков в нефтяных скважинах. На основе изучения, систематизации и обобщения геологии, истории разработки нефтяных месторождений рассмотрены вопросы влияния геолого-физических и технологических факторов на процесс обводнения залежей и скважин. Подробно освещаются вопросы теории и практики применения полимеров и композиций на их основе (осадкогелеобразующих составов - ОГОС) с целью ограничения водопритоков.

Изложены результаты исследований по изучению селективных свойств полимерных растворов и осадкогелеобразующих составов, особенностей их движения в однородных и послойно-неоднородных по проницаемости пористых средах. Большое внимание уделено влиянию фактора остаточного сопротивления как со стороны линии отбора, так и со стороны линии нагнетания на эффективность извлечения нефти из послойно-неоднородных по проницаемости нефтяных пластов полимерными растворами. Исследована возможность повышения эффективности водоизоляции путем управления зоной осадкообразования в призабойной зоне скважины на основе многопорционной закачки осадкогелеобразующих составов и подбора величины объема буферной (разделяющей) жидкости.

Для решения задачи установления технологико-экономической эффективности той или иной технологии обработок ПЗС полимерными растворами, осадкогелеобразующими составами в условиях неопределенности как статистического, так и нечеткого характера, а также возможности получения прогнозной оценки сравнительной эффективности различных технологий в соответствующих физико-геологических и технико-технологических условиях был разработан новый комплексный инженерный подход.

Значительное место в книге занимает анализ результатов промысловых испытаний и технологической эффективности внедрения полученных результатов исследований по регулированию технологических процессов обработки призабойной зоны скважин полимерными растворами, осадкогелеобразующими составами, разработанного комплексного инженерного подхода.

Книга рассчитана на специалистов занимающихся вопросами разработки нефтяных месторождений и добычи нефти, может быть полезна также студентам нефтепромысловых факультетов высших учебных заведений.

ВВЕДЕНИЕ

Одной из важнейших задач современного этапа развития нефтегазодобывающего комплекса Азербайджана является повышение эффективности разработки месторождений нефти и газа, многие из которых находятся на поздней стадии разработки. Несмотря на длительное применение различных модификаций водного воздействия на месторождениях Республики к настоящему времени удалось извлечь менее 50 % геологических запасов нефти. По месторождениям, характеризующимися неоднородностью коллектора, высоковязкими и неньютоновскими нефтями в большинстве случаев эта цифра не превышает и 20 %.

Как показала практика разработки нефтяных месторождений заводнением, на характер обводнения добываемой продукции оказывает влияние множество факторов. С одной стороны, это наличие в продуктивном коллекторе зон с различной проницаемостью, различие вязкостей пластовых жидкостей, с другой стороны – применяемая система размещения скважин, режимы их эксплуатации. С прорывом воды дебиты скважин по нефти неуклонно падают, а обводненность их продукции растет. В результате практически по всем пластам в Республике в значительной части скважин обводненность продукции достигает 65-90 %, а фонд бездействующих и простаивающих скважин составляет 35 % от общего эксплуатационного фонда. В сложившихся условиях введение в пласты дополнительного объема воды может в сильной степени осложнить дальнейшую разработку нефтяного месторождений. В связи с этим все более остро встает проблема изоляции воды поступающей в скважины и изыскания способов борьбы с нарастающей обводненностью добываемой продукции при условии сохранности их дебита по нефти.

Одним из возможных путей решения этой проблемы является применение методов и технологий основанных на ограничении непроизводительной фильтрации воды по пластам и ее добычи. К числу таких методов и технологий можно отнести потокоотклоняющие технологии и методы выравнивания про-

филя приемистости в нагнетательных скважинах и ограничения добычи воды в добывающих скважинах, базирующиеся на использовании различных химических реагентов в том числе и водорастворимых полимеров и композиций на их основе.

К настоящему времени накоплен большой объем промысловых и экспериментальных данных, свидетельствующих о достаточно высокой эффективности способа изоляции водопритоков закачкой в обводнившиеся пласты водорастворимых полимеров и композиций на их основе.

В тоже время детальный анализ зарубежных и отечественных работ по ограничению водопритоков полимерными растворами и композициями на их основе позволил более реально оценить возможности данного метода и выявить его недостатки. Было установлено, что одной из причин низкой эффективности обработки призабойной зоны скважин (ПЗС) полимерными растворами или композициями на их основе является как неудачный выбор скважин, так и подбор технологической схемы водоизоляционных работ для осуществления данного метода.

В связи с этим в предлагаемой работе данная проблема решалась в двух направлениях.

По первому направлению в книге описаны особенности геологического строения и разработки месторождений Азербайджана, где широко применялось заводнение. Освещены вопросы влияния геолого-физических и технико-технологических факторов на обводнение нефтяных залежей, скважин. Уделено внимание практике применения полимерных растворов и композиций на их основе (осадкообразующие составы - ОГОС). Исследуется влияние таких параметров как неоднородность пласта, депрессия, тип полимера и минерализации пластовых вод на механизм образования фактора остаточного сопротивления с целью его регулирования для повышения эффективности разработки нефтяных залежей полимерами. Рассматривается влияние величины и места образования фактора остаточного сопротивления на эффективность разработки послойно-неод-

нородных по проницаемости пластов при различных вариантах полимерного воздействия.

К первому направлению книги также относятся исследования реологических и фильтрационных характеристик ОГЭС и их влияния на процесс экранообразования осадкогелеобразующих составов в призабойной зоне пласта. Разработка технологических решений по управлению размерами водоизолирующего экрана в ПЭС на основе осадкогелеобразующих составов в целях повышения эффективности ограничения водопритоков в нефтяных скважинах с различными геолого-физическими и техническими условиями.

Ко второму направлению книги относятся проблемы разработки и применения методики к выбору скважины и технологии обработки ПЭС полимерными растворами и ОГЭС с целью достижения максимальных значений ограничения водопритока, количества добытой нефти, продолжительности эффекта и прибыли.

Причем главная отличительная особенность разработанной методики состоит в том, что она базируется на комплексном, целенаправленном использовании информации не только для дальнейшего усовершенствования технологий обработок, но и для принятия решений, позволяющих с учетом разнообразия ситуаций прогнозирования обеспечить правильность ее выбора с целью достижения должной технологико-экономической эффективности в конкретных скважинах и залежах.

В заключение авторы выражают глубокую благодарность д. т. н. Г.М. Эфендиеву, к.ф.-м.н. Н.М. Джафаровой, к.т.н. А.А.Мовсумзаде неоценимая помощь и сотрудничество с которыми позволило написать эту книгу, а также к.т.н. Г.Р. Манафову и П.О. Рзаеву, выполнившим под руководством авторов, соответственно,

ГЛАВА 1. ОСОБЕННОСТИ ОБВОДНЕНИЯ СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

1.1. Краткая геолого-физическая характеристика нефтяных залежей

На Апшеронском полуострове расположены старейшие нефтяные месторождения, продолжительность разработки которых исчисляется от 50 до 100 и более лет. Первая скважина была пробурена здесь в 1869 г., хотя добыча нефти из колодцев велась с незапамятных времен. С 1873 г., когда в Балаханах ударил мощный фонтан нефти, начался интенсивный рост добычи, которая достигла максимума в 1901 г. (около 11 млн. т). Первыми месторождениями, на которых велась интенсивная добыча нефти, были Балаханы-Сабунчи-Раманинское, Сураханское, Бибиэйбатское, Бинагадинское, Шубанинское и о. Артема. Новый максимум добычи был достигнут в 1936 г. (более 20 млн. т), что составляло около трех четвертей общей добычи по стране.

С 1920-1991 годы были открыты не только новые месторождения и залежи на известных структурах, но и целые нефтегазоносные районы. К ним следует отнести Нижнекуруинскую и Среднекуруинскую впадины, Апшеронский и Бакинский архипелаги, Гянджинскую область. Особенно следует отметить приоритет азербайджанских нефтяников в открытии и освоении морских нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, таких, как Нефт Дашлары, Грязевая Сопка, Банка Дарвина, Сангачалы-море, Дуванный-море, о. Булла, Булла-море, Бахар и др. В Нижнекуруинской депрессионной зоне следует выделить месторождения Кюровдаг, Мишовдаг, Карабаглы, Кюрсангя и др.

В пределах Апшеронского нефтегазоносного района основными нефтегазосодержащими породами являются отложения продуктивной толщи (ПТ) среднего плиоцена, представленной терригенными песчано-алеврито-глинистыми отложениями [37, 60]. Общим признаком всех залежей Апшеронского нефтегазоносного района является приуроченность их к природным резервуарам-коллекторам, обладающим пластовой формой, покрываемой и подстилаемой в

кровле и подошве слабопроницаемыми породами, а внутри пластов залежи ограничиваются краевой, контурной и подошвенной водами.

Пласты-коллекторы имеют весьма высокую фильтрационно-емкостную характеристику, а разобщающие их пласты глин - высокие экранирующие свойства. Наиболее песчанистые и высокопродуктивные коллекторы распространены в Центральном Апшероне, к западу песчанистость уменьшается и увеличивается глинистость разреза, соответственно уменьшается его нефтенасыщенность. К юго-востоку и югу песчаные коллекторы переходят в алевроитовые, кварцевый материал в них замещается полевошпатовым. Толщина ПТ колеблется от 500 до 700 м в северной и северо-западной прикраевой зоне её распространения (площади Фатьмаи, Новханы), до 3000-3500 м в юго-восточной части области (площади о.Песчаный, Зыря и др.). Уменьшение толщины ПТ в северном и северо-западном направлениях происходит в основном за счет постепенного вклинивания вверх по восстанию пластов все более древних свит горизонтов.

Продуктивная толща (средний плиоцен) изучена литофациальными, петрографическими, микрофаунистическими, промысловогеофизическими и другими методами исследований. Её разрез расчленяется на два отдела (верхний и нижний) и ряд свит.

Залежи горизонтов верхнего отдела ПТ располагаются в основном в сводовых частях складки симметрично, залежи свит КС, ПК и КаС (нижний отдел) приурочены обычно к одному из крыльев или периклиналям складок, смещаясь относительно верхнего отдела продуктивной толщи.

По литолого-минералогическим особенностям продуктивная толща расчленяется на ряд свит (снизу вверх): калинская (КаС), подкирмакинская (ПК), кирмакинская (КС), надкирмакинская песчаная (НКП), надкирмакинская глинистая (НКГ), свита „перерыва“, балаханская, сабунчинская, сураханская. В разрезах свит выделяются отдельные продуктивные горизонты (до 40 в Центральном Апшероне), которые либо являются самостоятельными эксплуата-

ционными объектами, либо подразделяются на таковые. Приведенная выше номенклатура продуктивной толщи разработана для разрезов Апшеронского полуострова и одноименного архипелага [37]. В Нижнекуруинской впадине, где продуктивная толща вскрыта только в интервале верхнего отдела, и на Бакинском архипелаге применяется иная система наименований отдельных горизонтов. Например, свитам НКП, „перерыва" и низам балаханской свиты в Бакинском архипелаге соответствуют горизонты VIII, VII и V, содержащие основные залежи нефти, газа и конденсата. Запасы нефти по свитам представлены в таблице 1.

Таблица 1

Запасы нефти по свитам продуктивной толщи (по данным [60])

Верхний отдел	Запасы нефти, %	Нижний отдел	Запасы нефти, %
Сураханская	12,0	Надकिрмакинская глинистая (НКГ)	2,5
Сабунчинская	17,0	Надкирмакинская песчаная (НКП)	1,8
Балаханская	21,7	Кирмакинская (КС) Подкирмакинская (ПК) Калинская (Кас)	24,0 14,0 7,7

Большинство месторождений Азербайджана связано с брахиантиклинальными складками, хотя открыты залежи и в неструктурных ловушках (стратиграфические, литологические). Подавляющее большинство структур осложнено разрывными нарушениями. Наиболее крупными по величине смещения являются продольные надвиги, поперечные к простиранию структур нарушения менее интенсивны. Как правило, эти нарушения носят характер экранов, вследствие чего почти все залежи имеют блоковое строение и являются тектонически экранированными.

Другой особенностью нефтенасыщения разреза является то, что со стратиграфической глубиной происходит сужение контуров нефтеносности в верхнем отделе продуктивной толщи и, наоборот, расширение в свитах нижнего отдела.

К западу количество залежей в разрезе ПТ значительно уменьшается (от 40-50 до 10-20 залежей), что в основном связано с региональным выклиниванием нефтеносных свит (КаС, ПК и КС).

В восточной части полуострова и на морских площадях в связи со слабой дислоцированностью верхних слоев ПТ (Бузовны – Маштаги, Зыря) или с их глубоким размывом в направлении Апшеронского архипелага, залежи нефти размещены только в свитах нижнего отдела.

По особенностям тектонического строения в пределах Апшеронского полуострова выделяются две отличные друг от друга части: Западно-Апшеронская и Восточно-Апшеронская, где границей является антиклинальная линия Фатьмаи-Бахар. Складки полуострова характеризуются постепенным погружением осей по мере продвижения с северо-запада к юго-востоку. Наблюдается возрастание углов падения пластов от крыльев к своду по мере увеличения стратиграфической глубины и нарастания толщин пластов или горизонтов от свода к крыльям, а также вклиниванием некоторых горизонтов вверх по восстанию пластов, что свидетельствует о конседиментационном характере развития складок. Большой частью складки асимметричны, осложнены дизъюктивными нарушениями, которые оказали значительное влияние на характер распределения нефтеносности.

Приведем описание наиболее характерных месторождений в каждом из упомянутых выше районов.

Для Апшеронского полуострова наиболее значительным является старейшее **Балаханы-Сабунчи-Раманинское месторождение**, расположенное в центральной части полуострова. Разрез месторождения представлен средним и верхним плиоценом от ПК свит продуктивной толщи до апшеронского яруса

включительно. Мощность продуктивной толщи колеблется от 1270 до 1700 м и увеличивается с запада на восток.

Месторождение приурочено к брахиантиклинальной складке, являющейся ундуляцией Фатьмаи-Зыхской антиклинальной зоны, продолжающейся в море до структур Бахар и Шахово-море. Складка асимметрична, с более крутым южным и пологим северным крыльями. На южном крыле углы падения изменяются от 30 до 50°, а на северном - от 10 до 15°. Складка осложнена многочисленными продольными и поперечными сбросами, прослеживающимися главным образом на северном крыле. Поперечные нарушения имеют сравнительно небольшие амплитуды - до 40 м - и затухают с глубиной. Продольные нарушения более высокоамплитудны - до 250 - 300 м - и протягиваются вдоль всей структуры, переходя на соседнее с юга Сураханское поднятие.

Промышленная нефтеносность связана с продуктивной толщей и апшеронским ярусом. В разрезе продуктивной толщи выделяется более 30 промышленно-нефтеносных горизонтов, а в апшеронском ярусе небольшая залежь нефти связана со средним отделом. Наиболее нефтеносны свиты верхнего отдела продуктивной толщи: сураханская, сабунчинская, балаханская. Свита „перерыва" в основном водоносная. В нижнем отделе нефтеносность приурочена к свитам НКП, КС и ПК, из которых НКП и ПК сложены средне- и крупнозернистыми кварцевыми песками и песчаниками с подчиненными прослоями глин, а КС представляет собою чередование пластов песков и глин с увеличением песчаности сверху вниз. Распределение нефтеносности в отдельных залежах подчинено блоковому строению структуры. Наиболее насыщены центральная часть северного крыла и юго-восточное погружение складки. Размеры залежей в верхнем отделе увеличиваются от сураханской к верхам балаханской свиты (V горизонт), а затем уменьшаются к свите „перерыва", которая практически не нефтеносна.

Качественная характеристика нефти изменяется как по площади, так и с глубиной. До V - VI горизонтов нефть легкая, масляная, с малым содержанием парафина, плотностью 0,865-0,875 г/см³. В VIII - X горизонтах нефть более тяжелая, смолистая и вязкая, плотность ее 0,887 - 0,940 г/см³. В нижнем отделе нефть тяжелая, смолистая, с меньшим содержанием бензиновых фракций, плотностью 0,900-0,940 г/см³. По площади наблюдается уменьшение плотности нефти с запада на восток, по направлению погружения структуры.

Пластовые воды весьма разнообразны. В апшеронском ярусе залегают слабоминерализованные воды. В продуктивной толще в верхах залегают очень соленые воды, а с увеличением стратиграфической глубины соленость вод уменьшается в 10 раз от 140 - 150 до 10 - 15 г/л. Наиболее минерализованные воды, залегающие в сураханской и сабунчинской свитах, относятся к жестким, а воды балаханской свиты, свиты „перерыва" и нижнего отдела - к щелочным. Щелочность вод увеличивается с уменьшением минерализации.

К югу от Балаханы-Сабунчи-Раманинского месторождения на той же антиклинальной линии после ее поворота почти на 90° расположено **Сураханское нефтяное месторождение**. Оно приурочено к брахиантиклинальной складке меридионального простирания с пологим сводом и асимметричным строением крыльев: на восточном крыле углы падения изменяются от 7 до 26°, а на западном - от 4 до 19°. С глубиной углы падения возрастают. Сводовая часть складки разбита системой многочисленных поперечных сбросов на ступенчатые блоки, опускающиеся в южном направлении. Эти сбросы прослеживаются только в верхнем отделе. По нижнему отделу отмечается протяженный взброс на восточном крыле структуры, переходящий с северо-западного на юго-западное простирание.

Промышленная нефтеносность связана со всем разрезом продуктивной толщи. Число продуктивных объектов достигает 40 и является максимальным для этого района. Нефти Сураханского месторождения, особенно в горизонтах

верхнего отдела, относятся к легким. Содержание парафина доходит до 4,5%, а в нижнем отделе не превышает 0,4%. Плотность нефти в верхнем отделе 0,781 - 0,790 г/см³. С глубиной плотность нефти увеличивается и, например, в НКП свите составляет 0,873 г/см³.

Непосредственным продолжением к югу от Сураханского является **Карачухур-Зыхское месторождение**. Тектонически оно представляет собою брахиантеклинальную складку почти меридионального простирания. Зыхская площадь является южным периклинальным погружением Карачухурской брахиантеклинали. Свод Карачухурской структуры осложнен продольными сбросами сравнительно небольшой амплитуды, по которым произошло опускание обоих (восточного и западного) крыльев. Сбросы затухают в верхнем отделе. На восточном крыле складки в его погруженной части проходит сброс меридионального простирания, переходящий с Сураханского месторождения. Восточное крыло складки несколько круче (до 20°) западного (до 15°).

Промышленная нефтеносность Карачухурского месторождения начинается со II горизонта сабунчинской свиты. Наиболее производительны V—X горизонты балаханской свиты. В нижнем отделе нефтеносны КС и ПК свиты, причем в последней залежь так же, как и на Сураханском месторождении, приурочена к восточному крылу структуры и отделена от сводовой части продольным сбросом.

На Зыхской площади небольшие залежи нефти обнаружены в VIII-IX горизонтах балаханской свиты и в НКП свите в непосредственной близости от жерла грязевого вулкана. На восточном крыле продолжается залежь в ПК свите. На погружении же восточного крыла обнаружены стратиграфические залежи в калинской свите, пласты которой выклиниваются в западном направлении. Нефти Карачухур-Зыхского месторождения относительно легкие, плотность в верхнем отделе 0,841- 0,869 г/см³, в НКП свите - 0,851 г/см³, в ПК свите - 0,866 г/см³.

Вторым по значимости нефтеносным регионом является Нижнекуринская впадина. Наиболее крупные месторождения здесь Кюровдаг и Мишовдаг.

Кюровдагское месторождение расположено на левом берегу р. Куры. В геологическом строении принимают участие отложения продуктивной толщи, акчагыльского и апшеронского ярусов, бакинского яруса и более молодые четвертичные образования. Кюровдагское месторождение приурочено к удлиненной брахиантиклинальной складке, вытянутой в направлении с северо-запада на юго-восток ближе к меридиональному простиранию. Юго-западное крыло более крутое ($25 - 35^\circ$), чем северо-восточное ($15 - 25^\circ$). Вдоль свода складки проходят два крупных продольных разрыва. Юго-западное крыло приподнято относительно свода на 150 - 180 м. Отмечается ряд более мелких поперечных нарушений. В северной части складки расположен грязевой вулкан.

Промышленная нефтеносность связана с апшеронским ярусом и верхним отделом продуктивной толщи. В песчаных пластах апшеронского яруса залежь нефти незначительна, а в I-VI горизонтах продуктивной толщи обнаружены высокопродуктивные залежи. Нефть тяжелая, смолистая, плотностью $0,910—0,920 \text{ г/см}^3$.

Нефтяное месторождение Мишовдаг в тектоническом отношении представляет собою брахиантиклиналь почти широтного простирания, осложненную поперечным нарушением с амплитудой смещения пластов по вертикали 170 - 270 м. Структура асимметрична с крутым ($25 - 60^\circ$) юго-западным и относительно пологим ($20—30^\circ$) северо-восточным крылом. Поперечные нарушения сбросового типа делят залежи на девять полей.

Нефтеносность так же, как и в Кюровдаге, приурочена к верхнему отделу продуктивной толщи, а основным объектом разработки является I горизонт общей мощностью около 150 м.

Залежь нефти в I горизонте приурочена к пачке песчаных пластов, нефтенасыщенность которых изменяется по площади и разрезу. Максимальное число

нефтеносных прослоев приурочено к восточной и западной переклиналям структуры и составляет от 4 до 7 прослоев. В центральной части структуры число нефтеносных прослоев снижается до 2. Каждый прослой имеет свой контур нефтеносности и контролируется формой тектонического блока. Нефти легкие, плотность $0,830 \text{ г/см}^3$, парафинистые.

Морские месторождения азербайджанского сектора Южного Каспия расположены в трех различных геолого-физических условиях продуктивной толщи: в Абшероно-Прибалханской зоне, морского продолжения Центрально-Абшеронской нефтегазонасной линии и северной части Бакинского архипелага.

Для всех месторождений Каспия характерным является сложное тектоническое строение, многопластовость, различная нефтегазонасыщенность пластов, изменчивость геолого-эксплуатационных параметров по разрезу и площади, что обуславливает разделение структур на отдельные блоки и поля. В соответствии с этими особенностями залежи можно разделить на три группы [186]:

1) включающие нефтегазонасыщенные относительно однородные объекты с коллекторами проницаемостью $0,4 - 1 \text{ мкм}^2$, нефтью малой вязкости в пластовых условиях ($3 - 10 \text{ мПа} \cdot \text{с}$) с коэффициентом нефтеизвлечения $0,6$ и более;

2) с коллекторами проницаемостью $0,1 - 0,4 \text{ мкм}^2$, вязкостью нефти в пластовых условиях до $10 \text{ мПа} \cdot \text{с}$, слабовыраженной однородностью и коэффициентом нефтеизвлечения $0,3 - 0,5$;

3) с коллекторами низкой проницаемостью $0,2 - 0,1 \text{ мкм}^2$, нефтью вязкостью в пластовых условиях более $20 \text{ мПа} \cdot \text{с}$, и объекты неоднородны по всей площади структуры.

Морское месторождение Нефть Дашлары расположено в юго-восточной части Апшеронского архипелага, в $18-20 \text{ км}$ юго-восточнее о. Чиллов, в открытом море, где над водой выступает несколько небольших островков, сложенных плотными нефтеносными песчаниками продуктивной толщи.

Породы слагающие антиклинальную складку, стратиграфически охватывают интервал от эоцена (коунская свита) и миоцена (диатомовая свита) до верхнего плиоцена (апшеронский ярус). Наиболее древние отложения (коун, майкоп, диатом) вскрыты отдельными скважинами в присводовой части сквадки. В ядре складки на дне моря обнажаются породы продуктивной толщи, основного нефтегахоносного объекта на месторождении, которые окаймляются узкой полосой отложений акчагыльского и апшеронского ярусов. Породы ПТ на большей части площади, удаленной от ядра сквадки, подстилаются отложениями понтического яруса.

В тектоническом отношении площадь представляет собой брахиантиклинальную складку северо-западного простирания длиной около 10 км по кровле подкирмакинской свиты, шириной 5 км. Складка осложнена большим количеством поперечных нарушений и одним крупным продольным разрывом [128]. Свод смещен к северо-западу и расположен вблизи седловины, отделяющей складку от структуры Грязевая Сопка. Юго-восточная периклиналь складки имеет удлиненную форму. На юго-западном крыле этой периклинали слои продуктивной толщи залегают под углом 34° - 40° , а на северо-восточном крыле под углом 45° - 50° . На локальных участках приосевой полосы северо-восточного крыла углы падения пластов достигают 72° .

Площадь отличается обильными естественными нефтегазопроявлениями. Распределение нефти и газа по площади и по разрезу обусловлено тектоническими особенностями месторождения.

Здесь выделяются три крупных и резко отличающихся друг от друга нефтегазоносных поля: северо-западное, юго-западное, северо-восточное.

На месторождении Нефть Дашлары резервуаром скопления нефти являются отложения ПТ, мощность которой достигает 1800 м. В разрезе ПТ выделяются 9 свит, которые отличаются по мощности, проницаемости, пористости, продуктивности и т. д. В этом сложном разрезе выделяются 25 самостоятельно разрабатываемых горизонтов, которые как свиты отличаются геолого-

эксплуатационными характеристиками. В северо-западном блоке нефтеносность приурочена в основном к Кас. В пределах юго-восточного блока (блоки II-V) нефтеносными являются, в основном, Кас, ПК,КС,НКП,СП, горизонты балаханской свиты, а также на отдельных полях объекты сабунчинской и низов сураханской свит.

Нефти рассматриваемого месторождения высококачественные. Плотность нефти колеблется в пределах 820-925 кг/м³, кинематическая вязкость в среднем равна 29,8 мм²/с, содержание парафина не превышает 0,5 - 0,6 %. Пластовые воды продуктивной толщи в основном гидрокарбонатнонатриевые (щелочные), минерализация которых четко уменьшается со стратиграфической глубиной от 7,5 °Ве в свите «перерыва» до 1,5 °Ве в отложениях коалинской свиты. Нарушение этой закономерности наблюдается в низах калинской свиты. Здесь соленость пластовой воды достигает 2 °Ве, что время как в Кас-1 и Кас-2 соленость в среднем равна 1,5 °Ве.

В морской части северо-восточного пояса Бакинского архипелага выявлены и изучены поднятия Сангачал-дениз, о. Дуванный и о.Булла (Хара-Зира адасы), расположенные на расстоянии 45 км к юго-западу от г.Баку в полосе мелководья Каспийского моря [36].

Площадь Сангачалы-дениз расположена к югу от мыса Сангачалы. Глубина моря в пределах для бурения части колеблется от 5 до 15 м.

Начиная с 1954 г, производилось бурение структурных скважин для уточнения строения складки до глубин 1000 - 1200 м. Глубокое разведочное бурение на этой структуре начато в 1959 г.

В геологическом строении площади принимают участки отложения продуктивной толщи, акчагыльского, апшеронского ярусов и более молодые отложения до современных.

Вскрытая бурением мощность ПТ составляет около 3500 м. Разрез ПТ представлен чередованием глин, песков, песчаников и алевроитов; преобладают глины.

В тектоническом отношении Сангачал-дениз представляет собой куполовидную складку. Северо-западная периклиналь отделяется от юго-восточной периклинали Кянизадагского поднятия сравнительно длинной, неглубокой седловиной. Юго-восточная периклиналь складки только по отложениям ПТ отделяется неглубокой и короткой седловиной от поднятия о. Дуванный.

По сводовой части структуры проходит крупный продольный разрыв, с которым связан подводный грязевой вулкан.

В пределах структуры Сангачалы-море поверхностные нефтегазопроявления связаны с грязевым вулканом.

По данным бурения и опробования разведочных скважин была выявлена крупная залежь нефти и газа на северо-восточном крыле складки, приуроченная к VII горизонту ПТ.

Площадь о. Дуванный расположена к юго-востоку от локального поднятия Сангачалы-дениз. В присводовой части юго-западного крыла структуры располагается грязевой вулкан о. Дуванный. Глубокое разведочное бурение было начато в 1950 г [36].

В геологическом строении поднятия принимают участие отложения ПТ (до подкирмакинской свиты) акчагыльского и апшеронского ярусов. Видимая мощность ПТ составляет около 3500 м. Литология и мощность этих отложений отличаются от таковых площади Сангачалы-дениз возрастом содержания песчаного материала апшеронской фации, появлением VI горизонта, НКП и ПК свит в песчаной фации.

В тектоническом отношении о. Дуванный представляет собой асимметричную брахиантиклиналь, которая отделяется от структуры Сангачалы-дениз небольшим пережимом по выходам отложений верхнего отдела ПТ и акчагыльского яруса [36].

Складка, простираясь с северо-запада на юго-восток, погружается в сторону Хара-Зира адасы.

Поверхностные нефтегазопроявления связаны с продольным разрывом на дне моря и крупным грязевым вулканом Абих. Выходы нефти и газа отмечаются в отдельных грифонах и сальзах.

В сопочной брекчии найдены многочисленные куски песчаника, пропитанные нефтью. Установлена промышленная нефтеносность VII и VIII горизонтов на северо-восточном крыле складки.

Площадь о. Булла (Хара-Зира адасы) расположена к юго-востоку от о. Дуванный. В северо-западной части юго-восточного крыла поднятия расположен грязевой вулкан Булла (Хара-Зира адасы). На этой площади проводились сейсморазведочные работы, структурное бурение, а начиная с 1959 г глубокое разведочное бурение.

В геологическом строении поднятия Хара-Зира адасы участвуют отложения ПТ, акчагыльского ярусов и четвертичные образования [36].

Отложения ПТ вскрыты структурными и глубокими скважинами на глубину 3000 м от кровли. Разрез представлен чередованием песчано-глинистых пород с преобладанием глин.

В тектоническом отношении о. Булла представляет собой самостоятельную брахиантиклинальную складку. Свод сильно нарушен. С этой нарушенной зоной связан крупный грязевой вулкан Булла. С грязевым вулканом связаны выходы газа, пленки нефти в сальзах и грифонах. В брекчии много обломков насыщенных нефтью песчаников.

Нефтегазопроявления были отмечены при бурении ряда структурных скважин в отложениях апшеронского яруса и ПТ.

Высокопродуктивная залежь нефти в VII горизонте на площадях Сангачалы - море - о. Дуванный непрерывно протягивается по северо-восточному крылу всего антиклинального пояса Кянизадаг - о. Булла.

Месторождение Бахар расположено в Абшеронском нефтегазоносном районе.

Разрез месторождения представлен современными (до 50 м) и древнекаспийскими (700 м) отложениями, абшеронским и акчагыльским ярусами, а также песчано-алеврито-глинистыми породами продуктивной толщи толщиной более 3500 м. По данным пробуренным скважин базальной свитой на месторождении является подкирмакинская свита, которая залегает на подстилающих миоценовых отложениях.

Месторождение приурочено к брахтиантиклинальной складке высотой 450 м. Складка несколько ассиметрична, углы падения пластов на западном крыле от 16-18° в присводовой зоне увеличиваются на погружении до 20°, а на восточном крыле они составляют 19-20°. Северная переклиная складки характеризуется пологим залеганием (6-7°), а южная - более крутая (17-18°). Серией разрывных нарушений структура разделена на отдельные тектонические блоки. Западное крыло складки осложнено продольным разрывом озогнутой формы, который протягивается через всю складку и прослеживается по всем продуктивным объектам.

Все запасы углеводородов сконцентрированы в присводной зоне, на восточном крыле и периклиналях структуры.

Залежи нефти и газа на месторождении принадлежат, в основном, к типу пластовых, сводовых и тектонически экранированных.

Газоконденсатные залежи установлены в сураханской, сабунчинской и балаханской (V-IX горизонты) свитах, а газоконденсатные залежи с нефтяными оторочками выявлены в X горизонте и в НКП свите; нефтяные залежи с газовыми «шапками» установлены в свите «перерыва» и ПК свите.

В свите «перерыва» и в X горизонте бавлаханской свиты осуществляется процесс поддержания пластового давления путем закачки воды.

Нефть легкая (плотность 851- 886 кг/м³), выскокопарафинистая (12 % и более) малосернистая (0,16 %). Содержание свол значительное –5-6 %, а асфальтенов – 2 – 3 %. Нефть застывает при температуре 25°С, вязкость нефти в пластовых условиях порядка 0,6-0,7 мПа·с.

Месторождение характеризуется сложной гидрохимической обстановкой. Здесь наблюдается уменьшение суммарной минерализации пластовых вод со стратиграфической глубиной от 84-88 г/л до 20-25 г/л. Кроме того, отмечается изменчивость ионно-солевого состава вод по площади отдельных горизонтов и свит.

Месторождение Гум-Дениз находится в открытом море, восточнее Бакинской бухты. В северной части месторождения расположен остров с тем же названием. В тектоническом отношении площадь Гум-Дениз представляет собой южное переклинальное окончание Карачухур-Зыхской антиклинальной складки, осложненной продольным и несколькими поперечными нарушениями сбросового и взбросового характера. На восточном крыле складки выявлен небольшой погребенный грязевый вулкан [36]. Складка асимметрична, восточное крыло более крутое (до 15°), а западное относительно пологое ($8 - 10^{\circ}$).

Промышленные нефтегазоносные горизонты установлены в разрезах калинской, подкирмакинской и балаханской свит. Основная часть залежей в балаханской и подкирмакинской свитах расположена к юго - юго-востоку от северного поперечного и к востоку - северо-востоку от продольного разрыва.

Нефтегазоносность отложений контролируется литолого-стратиграфическими факторами.

Промышленные притоки нефти и сильные проявления газа установлены при бурении и опробывании свиты перерыва и НКП.

По вышеприведенной квалификации месторождение Гум-Дениз можно отнести к первой группе [186].

Залежи нефти, газа и конденсата площади приурочены к песчано-алевритовым коллекторам ПТ общей толщиной 3000 м, которые характеризуются пористостью 16 - 20 % и проницаемостью 0,030 - 0,500 мкм². В разрезе выделяется до 20 залежей различного типа: нефтяные, нефтегазовые, газоконденсатные с нефтяной оторочкой. Залежи приурочены к V - X горизон-

там балаханской свиты, свиты “перерыва”, НКП, КС, ПК и КаС. Всего 12 продуктивных горизонтов. Залежь разбита серией тектонических нарушений на 14 блоков. Нефтенасыщенная толщина пластов колеблется в пределах 3,6 - 28,8 м, с коэффициентами нефтенасыщенности 0,6 - 0,8. Нефти верхнего отдела легкие, плотностью 790 - 860 кг / м³, высокопарафинистые - до 18 % , малосмолистые - 1 - 9 % . Нефти нижнего отдела более тяжелые, их плотность - 850 - 892 кг / м³ с содержанием смол до 22 % . Промышленная нефтегазоносность подкирмакинской (ПК) свиты на площади Гум-дениз установлена в 1955 г (тектонический блок 2). В последующем были выявлены залежи нефти в тектонических блоках 3, 4, 5 - 7.

Разрез ПК расчленен на 5 пачек (ПК₁ , ПК₂ , ПК₃ , ПК₄ и ПК₅), объединенных в два эксплуатационных объекта: ПК_{верхи} , объединяющий ПК₁ и ПК₂ , и ПК_{низы} , объединяющий ПК₄ и ПК₅ . ПК₃ по всей площади промышленного нефтенасыщения не имеет и служит разделом между ПК_в и ПК_н . В таблице 2 (по [34]) приводятся их геологопромысловые характеристики.

Таблица 2 (по [35])

Геологопромысловые характеристики подкирмакинской (ПК) свиты на площади Гум-дениз

Параметр	ПК _{верхи}	ПК _{низы}
Пористость, %	16	15
Проницаемость, м ²	42·10 ⁻¹⁵	42·10 ⁻¹⁵
Нефтенасыщенность, %	67	63
Плотность нефти, кг / м ³	849	867
Газосодержание нефти, м ³ / м ³	130	107
Вязкость нефти, Па·с	14·10 ⁻⁴	24·10 ⁻⁴
Начальное пластовое давление, МПа	34,0	34,0
Давление насыщения, МПа	20,2	23,2

Гюрганлы-море, Палчыг Пилпиласи. Рассматриваемая антиклинальная зона проходит вдоль западной границы акватории, занятой островами

Апшеронского архипелага. Это месторождения б. Дарвина, Северной и Южной складок Палчыг Пилпиласи и Гюрганлы-море [131].

Местождение Банка Дарвина расподолено в 6 км к северо-востоку от о. Пираллахи.

Разрез месторождения характеризуется отсутствием отложений четвертичного возраста, верхнего плиоцена и верхов среднего плиоцена.

Структура по кровле КС представляет собой брахтанитклинальную складку размерами 12 на 3 км, высота складки порядка 800 м. Свод складки узкий, удлиненный. Крылья складки крутые порядка $50-55^{\circ}$ на запажном и более крутые на восточном крыле. Продольный разрыв (амплитуда 180-200 м) взбросового типа осложняет свод структуры. Кроме того, прослеживается ряд поперечных разрывов. Разрывными нарушениями складка разбивается на пять тектонических полей – южное, центральное, северо-западное, северное, северо-восточное.

Завлежи нефти на месторождении установлены в ПК свите и КС. Они относятся к типу пластоавых, сводовых, часто тектонически экранированных.

Месторождение находится в поздней стадии разработки, по бльшинству объектов осуществлялось искусственное воздействие путем закачки в пласт очищенной морской воды.

По величине кинематической вязкости нефть месторождения является наиболее вязкой, ее вязкость при температуре 20°C равна $270 \text{ мм}^2/\text{с}$, что в десять с лишним раз выше вязкости сураханской отборной, балаханской маслянной [130].

На месторождениях Азербайджана встречаются продуктивные горизонты, имеющие большой этаж нефтеносности. Слагающие их песчаные пласты очень часто расчленены на отдельные прослой глинистыми пропластками небольшой мощности. Часто они не прослеживаются по всей площади залежи и разрушаются при небольших перепадах давлений между пропластками.

К числу таких горизонтов относится и ПК свита морского **месторождения Гюрганлы-море**. ПК свита делится на пласты ПК₁ , ПК₂ , ПК₃ и ПК₄ глинистыми пропластками небольшой мощности (до 10 м). Общая видимая мощность разреза ПК свиты изменяется в пределах 122 - 135 м, а эффективная нефтенасыщенная мощность составляет по ПК₁ - 21, ПК₂ - 20, ПК₃ - 12,4 м. В ПК₄ нефтенасыщенность отсутствует. В таблице 3 (по [92]) даны некоторые показатели по горизонтам ПК₁ , ПК₂ и ПК₃ на 01.01.1969 г .

Коллекторские свойства свиты следующие:

Гранулометрический состав, % [93]: > 0,25 мм - 13,7; 0,25 - 0,1 - 32,4; 0,1 - 0,01 - 37,0; < 0,01 - 16,9

Количество определений - 10

Карбонатность, % - 5,7

Количество определений - 10

Пористость (в долях единицы) - 0,21.

Таблица 3 (по [93])

Скважина	Глубина залегания нефтеносной части свиты (ПК ₁ + ПК ₂ + ПК ₃), м	Общая видимая мощность (ПК ₁ + ПК ₂ + ПК ₃), м
29	1865 - 1990	135
34	1780 - 1907	127
35	1803 - 1934	131
39	1812 - 1946	134
40	1860 - 1986	126
43	1822 - 1944	122

Разработка залежей начата в 1947 - 1948 гг, однако массовый ввод скважин в эксплуатацию относится к 1949 - 1955 гг. Залежи свиты разрабатывались снизу вверх, возвратом скважин с горизонта ПК₃ на вышележащие ПК₂ и ПК₁ .

Месторождение Палчыг Пилпиласи расположено в Каспийском море в пределах Апшеронского архипелага в 80 км к востоку от г.Баку и в 40 км от

острова Пираллахи и в тектоническом отношении приурочено к Апшероно-Прибалханской зоне поднятий. Стратиграфический комплекс пород, вскрытых на месторождении разведочными и эксплуатационными скважинами представлен отложениями ПТ и понтического яруса. На дне моря в районе свода складки обнажаются породы нижнего отдела ПТ.

Брахиантиклинальная складка в значительной степени осложнена тектоническими нарушениями и разделяет залежь на блоки самостоятельной разработки. Свод складки размывает и структура классифицируется как открытого типа. С глубиной наблюдается увеличение углов падения пластов и толщин свит от свода к крыльям. Юго-восточная периклиналь складки короткая и неглубокая (углы падения $18-20^{\circ}$), северо-западная вытянута и более пологая (углы падения $10-11^{\circ}$).

Месторождение открыто в 1954 г. В промышленную разработку введено в 1961 г.

Скопление углеводородов приурочено к брахиантиклинальной структуре северо-западно-восточного направления с размерами по поверхности калинской свиты (КаС) 10,5 на 2,5 км.

Основным объектом эксплуатации общей толщиной 370 м является КаС продуктивной толщи, которая разделяется на четыре продуктивных горизонта. Горизонты КаС толщиной 50 - 100 м литологически представлены чередованием рыхлых, слабосцементированных песков и алевроитов, песчаников толщиной 1 - 15 м. Продуктивные коллекторы на 45 - 50 % состоят из кварцевых песков. Суммарная нефтенасыщенная толщина составляет 43,5 м.

Наряду с этим разрабатываются объекты ПК, КС, НКП и песчаный пласт в подошвенной части НКГ свиты. Глубина залегания продуктивных объектов от 500 до 1000 м.

Калинская свита как основной объект разработки, содержащий свыше 60 % извлекаемых запасов, характеризуется средней проницаемостью - $0,300 \text{ мкм}^2$,

пористостью - 24 % , начальной нефтенасыщенностью - 75 % , карбонатностью - 12,3 % , глинистостью - 28,7 % .

Начальное пластовое давление составило 13,3 МПа, текущее - 6,7 МПа, а давление насыщения газом 8,2 МПа. Температура пласта - 53⁰ С. Продуктивность коллекторов изменяется от 6,5 до 50,6 м³ / сут·МПа. Газонасыщенность пластовой нефти составляет 77 м³ / т. Нефти КаС в пластовых условиях характеризуются низким качеством с плотностью от 799 (КаС₄) до 853 кг / м³ (КаС₁), содержанием асфальтосмолистых веществ до 25 ÷ 33 %. Вязкость пластовой нефти в пластовых условиях изменяется в следующих пределах: на юго-западном крыле - от 25,9 до 1,8, а на северо-восточном крыле - от 9,0 до 48, 7 мПа·с. В наиболее перспективных участках, блоках месторождения X, IX, VIII и VII, вязкость составляет не более 5 мПа·с. Разработку осложняет склонность коллекторов к пескопроявлению.

Месторождение “Чиллов-адасы” в тектоническом отношении представляет собой брахиантиклинальную складку, вытянутую с северо-запада на юго-восток, осложненную крупным продольным нарушением надвигового характера.

Промышленная нефтеносность месторождения связана с отложениями КаС и ПК свит ПТ, разработка которых была начата в 1952 г.

Нефтеносность КаС в основном связана с северо-восточным крылом и зоной продольного надвига, а нефтеносность ПК - только с зоной продольного надвига. Эти залежи протягиваются узкой полосой вдоль нарушения [71].

Согласно данным каротажа и опробывания скважин, положительными показаниями характеризуются в основном отложения горизонтов КаС. На 1974 г был установлен внешний контур нефтеносности горизонта КаС_{низы}, а внутренний контур его еще окончательно не уточнен.

После опробывания объекта полагается, что залежь нефти в низах КаС представляет собой оторочку обширной газовой шапки, ширина которой изменяется от 200 м на северо-западе до 1400 м на юго-востоке. В результате

опробывания НКП свиты, предлагается, что свита нефтенасыщена по северо-восточному крылу узкой полосой вдоль надвигового нарушения.

1.2. Особенности разработки залежей Азербайджана

В Азербайджане с начала освоения залежей нефти и газа, в результате геологоразведочных работ на суше и море было открыто 71 месторождение нефти и газа [186]. Из недр извлечено более 1 млрд. 400 млн. тонн нефти с конденсатом и более 463 млрд. м³ газа.

В настоящее время, как отмечают Юсифзаде Х.Б. [186], Абасов М.Т., Аллахвердиев И.М., Багиров Б.А. и др. [94] разрабатывается 57 месторождений, из которых 39 расположено на суше и 18 на морских акваториях Каспия. В разрезе указанных месторождений выделено 374 и 154 эксплуатационных объекта соответственно суши и моря [94]. Нефтеизвлечение из объектов осуществляется длительное время 50-60 лет, а в некоторых случаях около 100 лет с весьма плотной сеткой скважин. Большинство залежей разрабатывались с начала на естественном режиме, а затем – (на III стадии) с заводнением.

На суше за все время разработки добыто более 934 млн. т. нефти и 130 млрд. м³ газа. В 1941 г была достигнута максимальная добыча нефти на суше в объеме 23,4 млн. т. Динамика добычи нефти характеризовалась подъемами и спадами, а начиная с 1961 г.- снижением. В настоящее время годовая добыча нефти на суше составляет около 1,5 млн. т. в год. На данном этапе текущая нефтеотдача по суше составляет 37%, а выработанность запасов нефти 87% от начальных извлекаемых запасов.

С начала разработки из морских месторождений азербайджанского сектора Южного Каспия добыто около 455 млн. т нефти (с конденсатом) и около 333 млрд. м³ газа, что составляет 82 % начальных извлекаемых запасов нефти и 73,9 % газа [61]. На I. I. 2001 г в разработке находятся 17 месторождений со среднесуточной добычей нефти и конденсата 21,9 тыс. т и газа 12,2 млн м³.

Большинство нефтяных месторождений Азербайджана разрабатываются с применением метода поддержания пластового давления путем законтурного, внутриконтурного и очагового заводнения. Процесс закачки воды в пласт впервые в Азербайджане был начат в 1947 г на залежи Балаханы-Сабунчи-Рамана [43, 191]. Впоследствии расширяя сферу процесса водного воздействия было охвачено до 31% эксплуатационных объектов. Основные технологические показатели по суше по Апшеронскому полуострову, Нижнекуруинской впадине и по пластам ПТ по данным работ [191, 192] представлены в табл. 4, 5, 6.

Как видно из табл. 4 на 1958 г. всего в пласты было закачено 807787 тыс. м³ воды и получено дополнительно 54317,0 тыс.т нефти. По ПТ по пачкам пластов месторождений Азербайджана применение водного воздействия позволило достичь показателей разработки, приведенных в табл. 5. Как видно из табл.5 практически по всем пластам благодаря водного воздействия, кроме КС, достигнуты высокие текущие коэффициенты нефтеотдачи. Исходя из этого Гусейнов А.Н., Ибрагимов З.М., Асланов Т.И. [191] процесс водного воздействия на Апшеронском полуострове и Нижнекуруинской низменности считают эффективным. Количество нагнетательных скважин (табл.6) при водном воздействии изменялось от 16 (1950 г) до 439 (1985 г), а добывающих скважин, оказавшихся под воздействием от 92 (1950 г) до 3146 (1985 г). Причем как видно из табл.6, если в 1950 г. на 1 тонну прироста добычи нефти затрачивалось 12 м³ воды, то 01.01.1999 г. на 1 тонну прироста добычи нефти затрачивалось уже 24 м³ воды. В результате практически по всем пластам наряду с закономерным обводнением в значительной части скважин обводненность продукции достигла 65-90% (см. табл. 5).

В связи с этим многие добывающие скважины были полностью обводнены и переведены в фонд бездействующих. По данным Сеид-Рза М.К. [134] в 1993 году простаивало свыше 3000 добывающих скважин, а по данным Гурбанова Р.А. и др. [118], фонд бездействующих скважин в 2001 г. составил 35 % общего фонда.

Таблица 4 (по[191])

**Технологические показатели водного воздействия по залежам
Апшеронского полуострова и Нижнекуринской низменности**

Месторождения	Начало процесса водного воздействия	Кол-во залежей охваченных воздействием	Кол-во объектов охваченных	Объем закачанной воды, тыс.м ³	Коэффициент закачки	Прирост нефти, тыс.т	Объем закачки на 1т прироста нефти, м ³
Апшеронский п-ов	1947	14	85	614015	1,0	25242	24
Нижнекуринская низменность	1958	4	26	193772	1,3	29075	6,7

Таблица 5 (по [192])

Результаты водного воздействия по ПТ по пачкам пластов

Пласты	Общие геологические запасы нефти, %	Остаточные запасы нефти по пласту, %	Доля в общей нефтеотдаче, %	Коэффициент нефтеотдачи		Темп извлечения из остаточных запасов	Обводненность продукции, %	Падение начального пластового давления, %
				Текущий	Конечный			
Сураханы	4,0	66,2	2,5	0,338	0,361	0,07	89-99	60-70
Сабунчи	25,4	46,4	35,5	0,536	0,549	0,08	91-97	65-85
Балаханы	16,6	45,1	24,3	0,549	0,563	0,10	85-98	40-55
св."Перерыв"	2,6	58,5	2,2	0,415	0,477	0,14	---	---
НКГ и НКП	6,2	56,0	6,0	0,440	0,508	0,06	70-98	45-55
КС	31,7	75,9	12,4	0,241	0,319	0,07	65-90	75-96
ПК	12,3	47,8	16,2	0,522	0,592	0,13	75-95	40-55
КаС	1,2	62,1	0,9	0,379	0,520	0,07	65-95	40

**Таблица 6 (по [192])
Технологические показатели водного воздействия для залежей Азербайджана**

Годы	Объем закачанной воды, тыс. м ³		Кол-во нагн. скважин	Кол-во восп., охваченных процессом	Коэффициент закачки		Прирост нефти, тыс. т.		Расход воды на 1 т прироста нефти		Кол-во пластов под воздействием	Кол-во объектов под воздействием	Кол-во объектов, охваченных воздействием в начале проц.	Год начала и завершения воздействия
	Годовая	С начала проц.			Текущ.	С начала проц.	Годовая	С начала проц.	Годовая	С начала проц.				
1947	26,1	26,1	5	23	0,04	0,04	-	-	-	-	1	5	1	I
1950	577,1	1226,3	16	92	0,25	0,4	91,1	102,2	6	12,0	2	7	2	II
1955	18165,6	52036,9	321	1528	1,44	1,0	574,4	1720	22	30,0	10	45	28	III
1960	17404,4	142049,9	493	2630	0,9	1,0	777,4	5148,5	22	28,0	12	59	53	IV
1965	12209,4	214950,7	375	1593	1,0	1,1	617,1	9112,8	20	24,0	12	48	59	-
1970	11103,3	272216,7	350	2110	0,8	1,1	618,7	12202,0	18	22,0	12	41	65	-
1975	10835,1	326255,0	347	2908	0,7	0,96	682,3	16091,2	16	20,0	11	39	74	V
1980	15757,1	401910,5	411	3132	1,0	0,96	582	19214,6	27	21,0	12	36	77	VI
1985	1680,2	481699,2	439	3146	1,0	0,97	516,9	21902,4	33	22,0	10	53	81	-
1990	13395,3	556799,1	396	2306	1,01	0,98	264,1	23939,4	51	23,0	10	54	85	-
1995	4779,0	601406,1	180	822	1,0	0,97	138,4	24896,0	35	23,0	7	28	85	VII
1998	4007,0	614015,0	161	721	1,2	1,0	113,0	25242,4	35	24,0	7	26	85	VIII
1999	4111,0	618527,0	154	661	1,2	1,0	105,0	25347,6	39	24,0	7	25	85	-

Примечание: I - Балаханы-Сабунчи-Рамана (начато); II - Бузовна-Маштаги (начато в 1948 г); III - Чахнаглар (начато в 1951 г), Биби-Эйбат, Сураханы-Гарачухур, Гала (начато в 1952 г), Аташкях (1954 г); IV - Локбатан, Пута, Кушхана (начато в 1956 г), Бинагады, Сулутепе, Кирмаку (начато в 1954 г); V - Шабандаг (начато в 1973 г, остановлено в 1974 г), Чахнаглар (остановлено в 1972 г); VI - Сианшор (начато в 1976 г, остановлено в 1978 г); VII - Аташкях (остановлено в 1992 г), Локбатан-Пута-Кушхана (остановлено в 1995 г), Кала (остановлено в 1994 г); VIII - Сулу-тепе (остановлено в 1997 г)

Это привело к тому, что в 1993 г по ГНКАР было добыто 10,3 млн. т нефти, это на 1 млн. т меньше, чем в 1992 г. и около 90 % расходов на добычу нефти по НГДУ, расположенных на суше, были связаны с добычей, утилизацией пластовой воды [134].

Все морские месторождения азербайджанского сектора Южного Каспия находятся в поздней стадии разработки (исключая Гюнешли), характеризуются высокой выработанностью запасов нефти, уменьшением фонда добывающих скважин, снижением их дебитов по нефти и увеличением обводненности добываемой продукции.

При разработке месторождений нефти и газа на море наряду с горно-геологическими особенностями месторождений, возникали также трудности связанные с особенностями эксплуатации гидротехнических сооружений, ограниченными сроками их службы и др. [61].

На морских месторождениях Азербайджана достигнуты довольно высокие технико-экономические показатели. Так, на месторождении Нефт Дашлары по горизонтали ПК, КаС (II блок), ПК, НКП, VII гор (IV блок), ПК, НКП, X горизонт (V блок) достигнуты высокие КИН (0,6-0,65). За счет искусственного воздействия на залежи дополнительно добыто около 80 млн т нефти. По залежи VII гор. Месторождения Сангачалы – Дуванны – Хара - Зира адасы (IV, V, VI, XII блоки) КИН составил 0,45-0,55. Внедрение барьерного заводнения в залежах X гор. Гум-дениз и VII гор. Сангачалы – Дуванны – Хара - Зира адасы (I блок) оказалось эффективным и обеспечило КИН - 0,4 - 0,45.

При разработке проекта многопластового месторождения Гюнешли было рекомендовано и принято внедрение его поэтапного освоения. Одновременно было предложено разбуривание залежей разреженной сеткой скважин (16-20 га/скв) и жестких систем искусственного воздействия. Однако невыполнение некоторых рекомендаций проекта - организация рациональной системы искусственного воздействия, опоздание и осуществление ее не в полном объеме, привело к негативным последствиям, таким как снижению пластовой энергии,

увеличению газовых факторов на скважинах, переход к нежелательному режиму растворенного газа.

На морских месторождениях (исключая Гюнешли) с 1981 по 1991 г произошло четырехкратное снижение добычи, связанное с вступлением основных месторождений в позднюю стадию разработки (рис. I) [61] .

Безусловно, столь резкое падение добычи нефти привело к изменению характера разработки месторождений и, как следствие, к невозможности достижения официально утвержденных начальных извлекаемых запасов нефти по рассматриваемым месторождениям в объеме около 417 млн т. Работы по стабилизации добычи, проведенные в 1993-1996 гг. позволили увеличить текущие извлекаемые запасы нефти до 360 млн т. Если учесть, что на 2000 г утвержденные остаточные извлекаемые запасы составили 81 млн т, то конечная неотобранная доля начальных извлекаемых запасов нефти при сохранении разработки 1993-1996 гг. составила бы 57 млн т нефти.

На неглубоких месторождениях с высоковязкими нефтями, относящихся к НГДУ "Абшероннефть", КИН пласта колеблется в диапазоне 0,1-0,35.

Одной из причин снижения нефтедобычи является увеличение фонда бездействующих скважин (ФБС) по ПО. На рис.2 [61] приводится динамика ФБС, откуда видно, что с 1991 г произошло четырехкратное увеличение ФБС и его стабилизация на уровне 15% от фонда эксплуатационных скважин (ФЭС).

Автор работы [133] проведя анализ выработки запасов нефти 121 эксплуатационного объекта по 11 месторождениям азербайджанского сектора Каспия и 235 объектов по 26 месторождениям суши отмечает существенное сокращение доли высокопродуктивных запасов по большинству длительно разрабатываемых залежей. Это связано с опережающей выработкой запасов из высокопродуктивных пластов, повышением доли низкопродуктивных пластов с одновременным ростом числа истощенных и сильно обводненных объектов. Предусматриваемые по проектам средние конечные КИН в целом по объектам моря (0,41) и суши (0,426) не подтверждены фактическими показате-

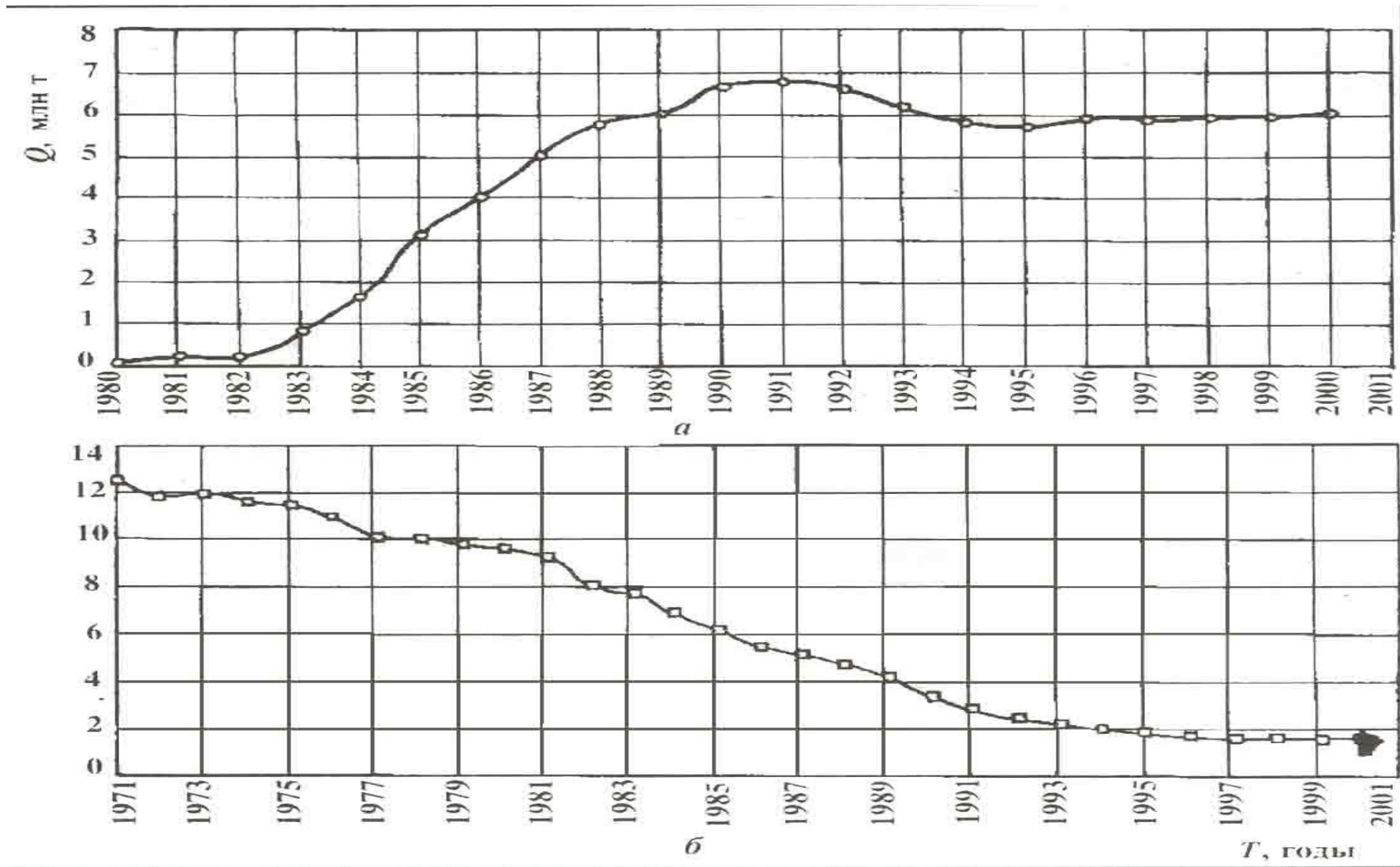


Рис.1. (по [61]) Динамика добычи нефти по месторождению Гюнешли (а) и ПО ДНГ на море (без Гюнешли) (б)

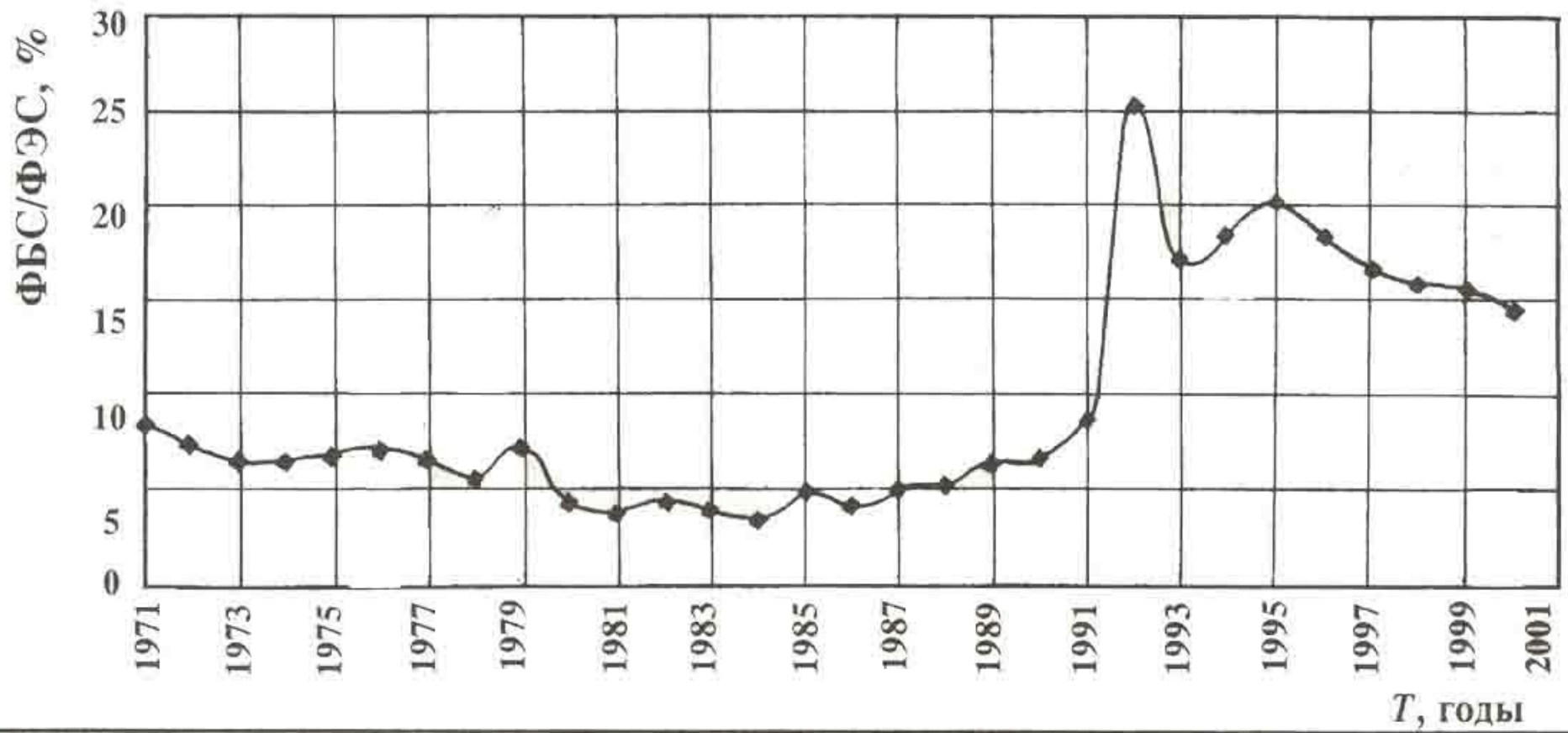


Рис.2. (по [61]) Динамика фонда бездействующих скважин по ПО ДНГ на море

лями, которые составляют соответственно 0,26 и 0,371. Однако несмотря на то, что большинство месторождений Азербайджана, за исключением двух-трех, находятся на завершающей стадии разработки, значительное количество запасов остается невыработанным. В связи с этим автор отмечает, что для существенного повышения нефтеотдачи требуется тщательный контроль за эксплуатацией каждой скважины и проведение значительного объема мероприятий по управлению процессом работы залежей в целом.

Абасов М.Т., Аллахвердиев И.М., Багиров Б.А. и др. [94] в результате изучения геолого-технологических параметров месторождений Азербайджана только по залежам, коэффициенты нефтеотдачи по которым не превышали 0,3, выявили 169 залежей (138 по суше и 31 по морю), коллекторы которых несмотря на длительную эксплуатацию содержат большие остаточные запасы нефти. Значения начальных и остаточных (балансовых и извлекаемых) запасов нефти, текущего коэффициента нефтеотдачи указанных залежей при ранжировании их по группам с учетом значений проницаемости пород-коллекторов и вязкости нефти представлены в таблице 7, из которой видно, что по этим залежам с начала разработки добыто около 124 млн.т, при этом остаточные балансовые запасы составляют 785 млн. т, а остаточные извлекаемые запасы – 116 млн.т. Гусейнов А.Н., Ибрагимов З.М., Асланов Т.И. [191], Абасов М.Т., Алияров Р. Ю., Гулиев И.С. [1] приводят общую оценку азербайджанских специалистов, согласно которой остаточные геологические запасы нефти, соответственно по суше составляют 1,5 млрд. т., а по всем разрабатываемым месторождениям Республики, составляют более 2,4 млрд. т.

Таким образом, как видно из вышеизложенного, проблема увеличения нефтедобычи и ограничения добычи воды для Республики, по образному выражению авторов [191], является судьбоносной.

Таблица 7 (по [94])

Распределение эксплуатационных объектов Южно-Каспийского бассейна с трудноизвлекаемыми запасами нефти

Группа	Число залежей	Вязкость нефти, мПа·с	Проницаемость пород коллекторов, мкм ²	Начальные запасы нефти, млн.т		на добыча нефти 01.01.99, млн.т	Остаточные запасы нефти, млн.т		Коэффициент нефтеотдачи	
				балансовые	извлекаемые		балансовые	Извлекаемые	Текущий	конечный
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
СУША										
I	35	>10	<0,1	220	60	40	180	20	0,18	0,27
II	24	>10	>0,1	115	26	13	102	13	0,11	0,23
III	79	<10	<0,1	339	78	35	304	43	0,10	0,23
Всего	138			674	164	88	586	76	0,13	0,24
МОРЕ										
I	9	>10	<0,1	57	16	13	44	3	0,23	0,28
II	9	>10	>0,1	92	30	16	76	14	0,17	0,33
III	13	<10	<0,1	86	30	7	79	23	0,08	0,35
Всего	31			253	76	36	199	40	0,15	0,32
ИТОГО	169			909	240	124	785	116	0,14	0,26

1.3. Факторы, влияющие на обводнение скважин при разработке нефтяных месторождений

Изучению влияния различных факторов на обводнение скважин и залежей посвящено большое число работ [10, 24, 29, 32, 41, 48, 52, 79, 98, 100, 102, 110, 139, 143, 162, 173 и т.д.]. Факторы, определяющие причины и характер обводнения скважин и пластов подразделяются в основном на геолого-физические, обусловленные природными особенностями залежей, пластов и призабойной зоны скважин (ПЗС), технологические и технические, зависящие от системы разработки залежей и мероприятий по регулированию эксплуатации пластов, от особенностей строительства и эксплуатации скважин.

Автор работы [5] затрагивая вопрос аномально высокого коэффициента извлечения нефти (КИН) по месторождениям Апшеронского нефтегазоносного района (НГР) на основе анализа геолого-промыслового материала выработанных или находящихся в поздней стадии эксплуатации залежей со смешанным режимом разработки, дает и механизм обводнения залежей данного района.

Геолого-физическими особенностями залежей Апшеронского НГР со смешанным режимом разработки являются относительная геологическая неоднородность объектов как по разрезу, так и по площади, высокая начальная газонасыщенность нефти. По большинству залежей для начального периода отмечается слабое продвижение контурных вод, которое проявляется лишь в узкой приконтурной зоне, что вызвано прежде всего особенностями геологического строения этого НГР.

Смешанный режим во времени проявляется в случае, когда залежь на первом этапе разрабатывается в основном на режиме растворенного газа. После падения пластового давления до давления насыщения наступает этап вытеснения газированной нефти водой, более продолжительный по времени, охватывающий всю залежь до конца ее разработки.

Процесс разработки многих залежей ПТ характеризуется таким режимом разработки. К их числу относятся: ПК, НКП, IX, II горизонты месторождения Балаханы-Сабунчи-Рамана; ПК, НКП, свита XV пласта, свиты XIV, XII, X, IV пластов месторождения Биби-Эйбат; II, III, V горизонты месторождения Сураханы; ПК свита месторождения Бинагады; II, III, ПК, КаС горизонты месторождения Кала; VI, VII, VIII горизонты месторождения Локбатан-Путакушхана.

Если на этапе развития режима растворенного газа отмечается интенсивное разгазирование нефти, то при вытеснении газированной нефти наблюдается снижение газового фактора и рост обводненности продукции.

Период вытеснения газированной нефти водой при смешанном режиме разработки подразделяется на два этапа. Первый этап - начало продвижения ВНК и рост обводненности продукции; второй - прорыв воды и интенсивное обводнение продукции [61].

В последующей стадии, в связи с наступлением прорыва вод, коэффициент охвата вытеснением резко уменьшается и на текущий КИН начинают влиять объемы и темпы отбора жидкости, длительность сроков разработки и т. д.

В работе [31] приводятся результаты водного воздействия на месторождении Кюрсангя, начатого в августе 1971 г закачкой в пласт жесткой дренажной воды хлоркальциевого типа. Минерализация закачиваемой воды изменяется от 11 до 17 г / л. Закачиваемая вода является аналогом пластовой.

Приемистость пластов I и III горизонтов ПТ колебалась от 100 до 300 м³/сут. (по данным на 01.01.1981 г). Впервые водное воздействие началось в блоке 17 III горизонта ПТ скв. 44 в приконтурной части и скв. 131 в головной части. Ближайшей добывающей скважиной была скв. 43, которая была взята как контрольная.

Используя данные гидрохимического анализа, установили время продвижения закачиваемой воды. Она оказалась очень высокой, порядка 19 м/мес. Учитывая интенсивное обводнение добывающей скважины и резкое уменьше-

ние минерализации, и принимая во внимание большую скорость продвижения воды, пришли к выводу о прорыве воды по маломощным пропласткам. Поэтому в феврале 1974 г прекратили закачку воды в скв. 131. Пробурили новую скв. 206, которая вскрыла III горизонт ПТ на полную мощность и обеспечила нормальную закачку воды.

Через 18 месяцев от начала закачки проба воды на минерализацию опять показала, что скорость продвижения воды много больше нормальной - 13 м/мес. Для выяснения возможности поступления закачиваемой воды в добывающую скважину был снят профиль приемистости в водонагнетательной скважине и профиль притока в добывающей.

При сопоставлении профилей выяснилось, что основной объем закачиваемой воды поглощается высокопроницаемым пропластком, залегающим в средней части объекта. Также было установлено, что основной объем жидкости отбирается из нижнего объекта.

Авторы работ [45, 46, 51, 52, 79, 82, 96, 123, 162] основные причины опережающего вытеснения нефти и обводнения отдельных пропластков видят в следующем:

- высокая слоистая неоднородность продуктивного пласта по абсолютной проницаемости;
- совместная эксплуатация высокопроницаемых монолитных песчаников и низкопроницаемых (как правило, тонкослоистых) прослоев, разделенных прерывисто или непрерывно непроницаемыми прослоями глин;
- частичное или полное отключение отдельных нефтенасыщенных прослоев из процесса выработки под влиянием технологических факторов;
- опережающее продвижение воды по нефтенасыщенным интервалам в зоне ВНК.
- высокая вязкость нефти, наличия начального градиента давления как в результате аномальных свойств нефти, так и содержания в них глины.

Другой комплекс причин обводнения скважин связан с литолого-петрофизическими свойствами горных пород и системой разработки залежей: соотношением нефте- и водонасыщенных мощностей пласта (h_H/h_B), толщиной плотных разделов (l_p), интенсивностью и сбалансированностью объемов закачки и отбора жидкости и т.д.

В качестве примера влияния этих и других факторов на интенсивность обводнения скважин рассмотрим результаты анализа состояния обводненного фонда скважин Лянторского нефтегазового месторождения со сравнительно большой толщиной (более 20 м) нефтяной подушки, расположенного на территории Западной Сибири, выполненного авторами [143].

В анализ включены 327 скважин действующего фонда с обводненностью продукции более 90 %.

В результате комплексного анализа геолого-промыслового материала и результатов геофизических исследований (ГИС) установлено:

- обводнение пластовой (подошвенной) водой - в 132 скважинах (40,5%);
- прорыв закачиваемой воды по высокопроницаемым пропласткам – в 86 скважинах (26,3%);
- вскрытие интервалов пласта с низкой начальной нефтенасыщенностью – в 18 скважинах (5,4%);
- прорыв воды к забоям добывающих скважин по негерметичному цементному кольцу – в 91 скважине (27,8%).

Скважины, обводненные подошвенной водой, расположены в так называемых контактных зонах, где глинистый раздел на уровне водонефтяного контакта (ВНК) отсутствует или его толщина не превышает 2 м.

Для скважин с заколонной циркуляцией, расположенных в основном в неконтактных зонах, характерен стремительный темп обводнения. Из этой группы в первый месяц эксплуатации 45 скважин обводнилось до 90 %.

Характер обводнения добывающих скважин закачиваемой водой связан с геологическим строением Лянторского месторождения. Наличие литологичес-

ких «окон» или полное отсутствие глинистых перемычек как на уровне ВНК, так и на уровне гидродинамически связанных коллекторов (ГСК), обуславливает прорывы закачиваемой воды не только по высокопроницаемым зонам продуктивного пласта. По пути наименьшего сопротивления закачиваемая вода внедряется в газовую шапку или расположенные ниже водонасыщенные горизонты и, не вытесняя нефть, прорывается в добывающие скважины. Процесс ускоряется в условиях несбалансированности между отбором $Q_{от}$ и закачкой $Q_{зак}$.

На рис. 3 представлены результаты статистической обработки зависимости $\frac{\sum Q_{зак} - Q_{от}}{\sum Q_{от}}$ от времени. Эти зависимости наглядно показывают, что при значительном превышении закачки над отбором темп обводнения скважин резко увеличивается. Влияние закачки на время появления заколонной циркуляции (рис.2 кр. 1) объясняется ростом перепада давления между разобщенными нефте- и водопроницаемыми горизонтами, а следовательно, и возрастанием нагрузок до критических для цементного кольца.

На рис.4-7 представлены результаты статистической обработки влияния депрессии (P_d) на пласт при различных грациях толщин плотных разделов (ℓ_p), градиента давления $\frac{P_d}{\ell_p}$ на цементное кольцо в зоне плотного раздела, соотношения (h_n/h_v) нефтенасыщенных (h_n) и водонасыщенных мощностей (h_v), расстояния от зоны перфорации до ВНК при различных грациях ℓ_p на интенсивность обводнения скважин. Степень влияния этих факторов на интенсивность обводнения оценивалось парным коэффициентом корреляции (см. табл.8 (по [143])).

Из 327 скважин с обводненностью более 90 % для проведения статистического анализа использованы данные только 100 скважин, по которым выборка промысловых данных была представительной и соответствовала основным требованиям, предъявляемым к анализу измерительной информации статистическими методами.

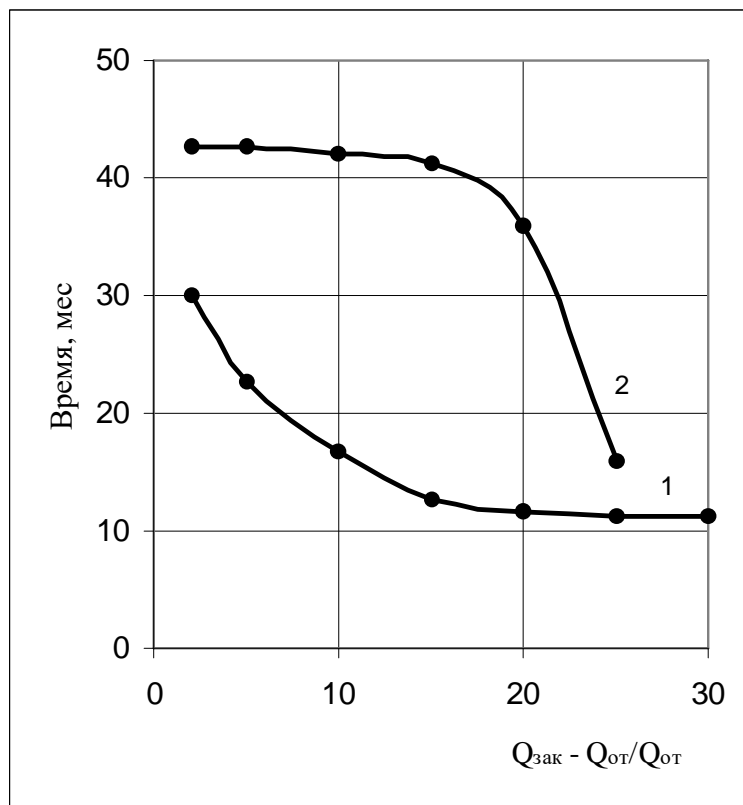


Рис.3. (по [143]) Влияние соотношения накопленных объемов закачки и отбора на темп обводнения скважин:
1- заколонная циркуляция; 2 - закачиваемая вода.

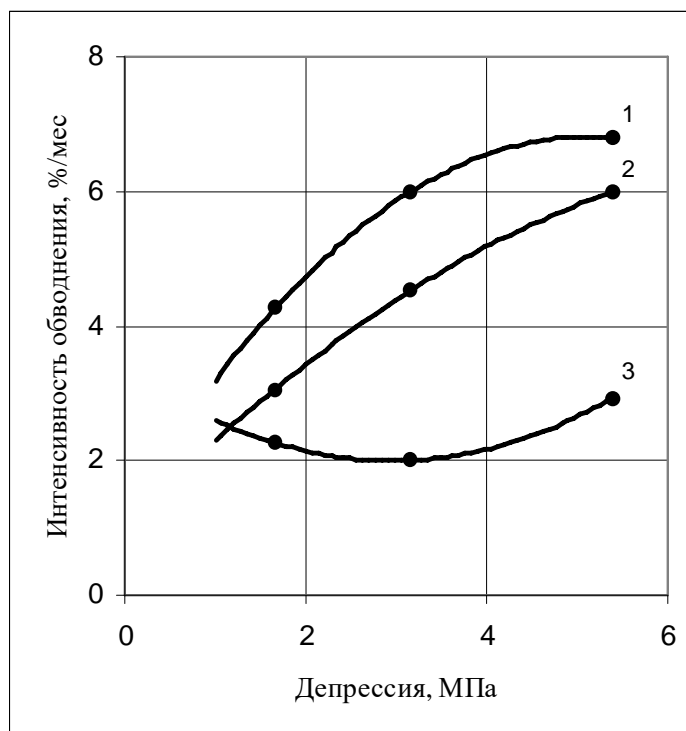


Рис. 4. (по [143]) Влияние депрессии на интенсивность обводнения для толщин плотных разделов: 1 - толщина плотного раздела менее или равна 2 м; 2 - для всех скважин независимо от толщины плотного раздела; 3 - толщина плотного раздела более 2 м.

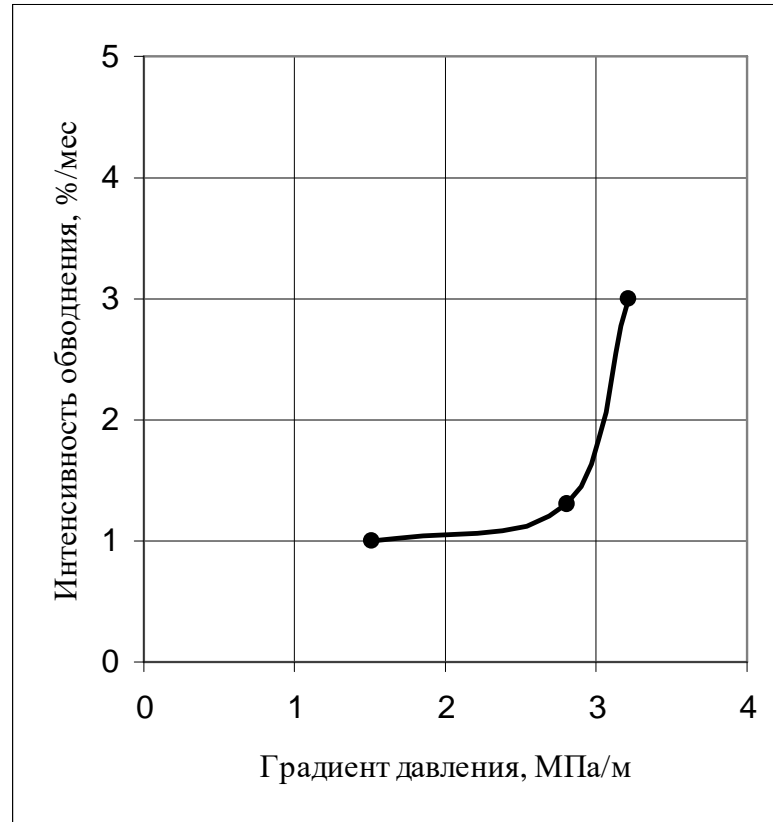


Рис. 5. (по [143]) Влияние градиента давления на цементное кольцо в зоне раздела на интенсивность обводнения

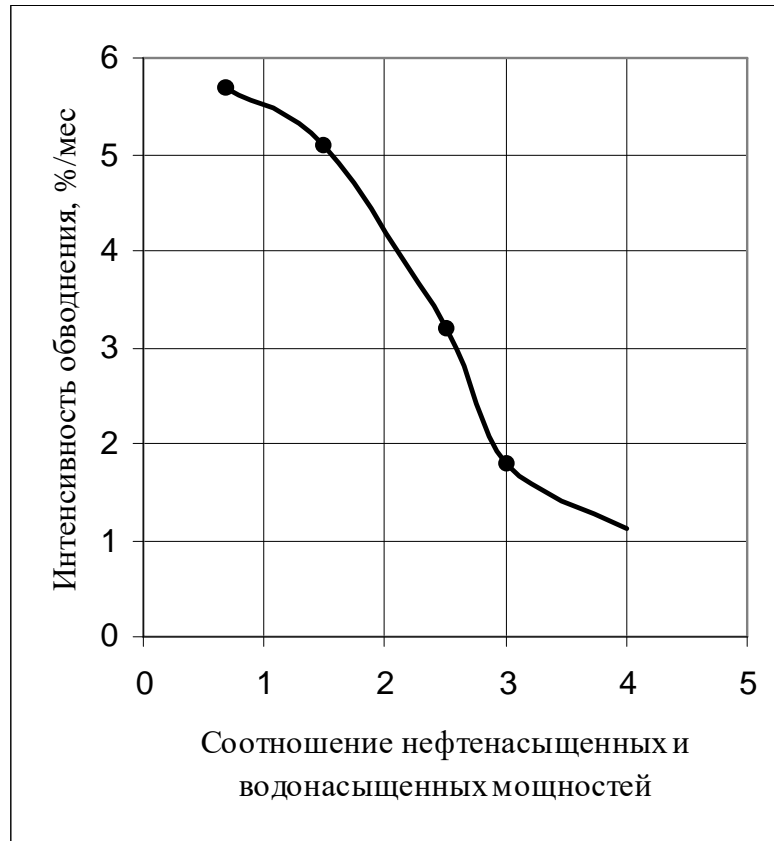


Рис. 6 (по [143]) Влияние соотношения нефтенасыщенных и водонасыщенных мощностей на интенсивность обводнения

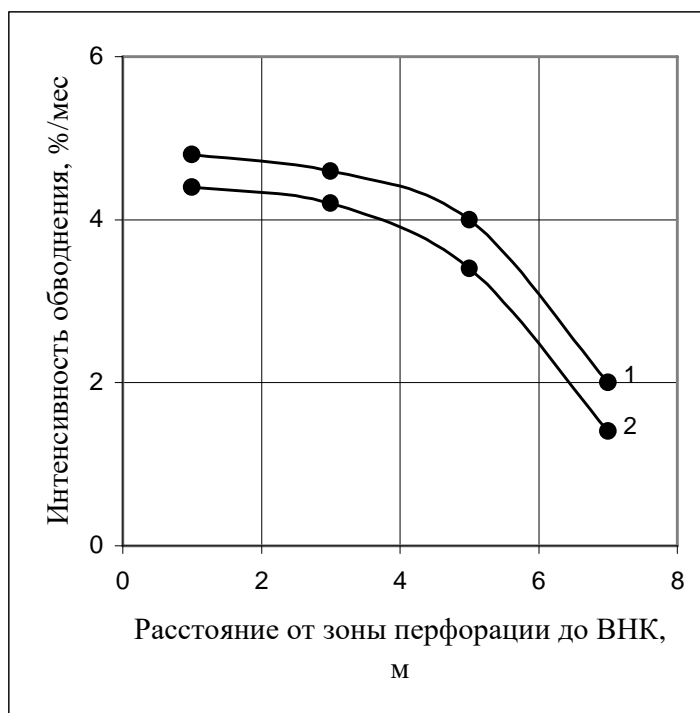


Рис. 7. (по [143]) Влияние расстояния от зоны перфорации до ВНК с учетом толщин плотного раздела на интенсивность обводнения: 1 - все скважины; 2 - толщина плотного раздела более или равна 3 м, но менее или равна 6 м.

Наибольшее влияние на интенсивность обводнения оказывает градиент давления на зону плотного раздела при воздействии депрессии в процессе эксплуатации скважин (коэффициент корреляции 0,726 см. табл.8). Резкий излом в сторону увеличения интенсивности обводнения наблюдается при градиенте давления 2,8 МПа/м (см. рис. 4).

Таблица 8 (по [143])
Результаты корреляционного анализа влияния геолого-технических факторов на интенсивность обводнения скважин

№	Фактор	Коэффициент парной корреляции
1	Соотношение толщин нефтяного и водоносного горизонтов	0,628
2	Депрессия	0,674
3	Градиент давления	0,726
4	Толщина раздела: по всей выборке по выборке для толщин менее 2,5 м	0,397 0,671
5	Расстояние от зоны перфорации до ВНК	0,488

Существенное влияние на интенсивность обводнения оказывает депрессия на пласт (коэффициент корреляции 0,674 см. табл.8). Установлено, что даже небольшая депрессия ($P_d = 2...4$ МПа) при наличии маломощных разделов ($l_p \leq 2$ м) очень сильно влияет на интенсивность обводнения (см. кр.1 рис.4). При $l_p > 2$ м (см. кр. 3 рис. 4) влияние депрессии на интенсивность обводнения сказывается при $P_d > 4$ МПа. Отсюда можно сделать вывод, что величина обводнения скважин обратно пропорциональна толщине плотных разделов, и наиболее вероятны перетоки при $l_p \leq 2,5$ м.

Интенсивность обводнения также сильно зависит от соотношения толщин нефтяного и водоносного горизонтов (коэффициент корреляции 0,628). При соотношении водо- и нефтенасыщенных толщин горизонта $h_n/h_b \geq 3$ наблюдается

слабое изменение интенсивности обводнения. Однако при $h_n/h_b < 3$ влияние фактора на интенсивность обводнения становится значительным (см. рис. 6).

Существенное влияние на интенсивность обводнения скважин оказывает расстояние от зоны перфорации до ВНК (коэффициент корреляции 0,488). Как видно из рис. 7 с увеличением расстояния от зоны перфорации до ВНК от 1 до 7 м, независимо от толщины плотного раздела, интенсивность обводнения скважины снижается примерно с 4,8-4,4 до 2-1,4 %/мес.

Анализ причин обводнения нефтяных скважин месторождений НГДУ “Артемнефтегаз” проведен в работах [6, 66].

Для поздней стадии разработки нефтяных месторождений характерно увеличение числа ежегодно обводняющихся скважин. Не являются исключениями и скважины НГДУ “Азнефтегаз”. Нефтяные залежи КС и ПК месторождения этого НГДУ находятся в поздней стадии разработки. В начальный период разработки пластовые воды в скважинах появились как напорные. В отличие от других пластов, воды ПК свиты отличаются сравнительной активностью благодаря хорошим коллекторским свойствам пласта.

Во всех горизонтах пластовые воды подпирают нефтяные залежи, обуславливая тем самым существование водонапорного режима. С целью поддержания пластового давления на северной складке-суше в ПК свите в 1947 г было начато законтурно приконтурное заводнение. Процессы заводнения по объектам ПК Северной складки-суши, КС_в Северной складки-море и КС_в Южной складки к началу 80-х годов исчерпали свои возможности. Поэтому в 1984 г с июня месяца процесс был прекращен. Также по этой причине с сентября 1985 г было прекращено заводнение по ПК Северной складки-море [6].

Для выяснения причин обводненности и технического состояния скважин был проведен анализ фонда добывающих скважин (863 скв.) за период 1984 - 1985 гг. Согласно анализу, средняя обводненность месторождений составляет

65 % . В различной степени обводнено около 70 % эксплуатационного фонда. Значительная часть скважин обводняется преждевременно за счет верхних вод. Скважины в основном малодобитные, характеризуются следующим образом. 484 скважины или 56,1 % имеют обводненность 51 % , обводненность 99 скважин находится в пределах 51 - 80 % ; 280 скважин обводнены свыше 80 % . Эти скважины имеют дебит до 5,1 т.

Анализ промысловых данных показал, что прорыв верхней воды имеет место в основном на скважинах, эксплуатирующих морские месторождения Гюрганы-море, Северная складка-море, б. Дарвина и б. Апшеронская.

Одна из главных причин появления верхней воды в зоне фильтра скважин является наличие дефекта эксплуатационной колонны. Эксплуатационные колонны скважин имеют заливку только в пределах нефтеносных объектов. При такой конструкции скважин минерализованная пластовая вода свободно контактирует с поверхностью верхней части колонны и из-за коррозии образуются сквозные повреждения в колонне, через которые поступает вода в ствол скважины. Другая, не менее важная причина поступления воды в зону фильтра является нарушение герметичности цементного кольца в заколонном пространстве. Причина нарушения цементного кольца - неравномерность распределения сил внешнего давления в результате разрушения скелета пласта по мере эксплуатации. Контактруя с минерализованными пластовыми водами разрушается структура цементного камня.

Кроме этого, еще одной причиной обводнения верхней водой является односторонняя заливка колонны по причине наклонно-направленности скважин в морских условиях.

С целью установления закономерностей процесса обводнения Абасов М.Т., Буряковский Л.А., Азимов Э.Х. и др. [37] провели анализ материалов по I горизонту месторождения Мишовдаг.

Были проанализированы кривые обводненности скважин в зависимости от гипсометрического положения фильтров.

В блоке I отмечается различие в сроках обводнения скважин, имеющих фильтры на различных гипсометрических отметках. Скважины с фильтрами на отметках 1300 - 1400 м начали обводняться на 3 года позже, чем скважины с фильтрами на 100 м ниже, и на 4 года позже скважин с гипсометрическими отметками фильтров 1500 - 1600 м, т. е. ниже первых на 200 м. Обводнение продукции до 90 % в скважинах с различными уровнями фильтров происходит за 7 - 9 лет.

В блоке II, скважины с фильтрами ниже отметки 1300 м, вступали в эксплуатацию с содержанием воды 1-2 % и до 1965 г работали с обводненностью в пределах 4-25 %. Затем обводненность возросла до 80 % и осталась на этом уровне. Обводненность на 50 % достигнута в этих скважинах с разрывом в 7 лет.

Кривые обводненности блока III также показывают влияние гипсометрического положения фильтра на динамику обводненности. Вода в скважинах с фильтрами на глубине 1400 - 1500 м появилась на 6 лет раньше, чем в скважинах с отметкой на 100 м выше. В момент появления воды в скважинах с отметкой фильтра 1300 - 1400 м, обводненность первых скважин достигла 85 %.

Относительное расположение кривых обводненности в IV блоке близки к параллельному, что указывает на одинаковую скорость обводнения скважин с различными гипсометрическими положениями фильтров.

Скорость подъема ВНК на каждые 100 м составляла в I блоке около 2 лет, во II и III блоках - 5-7 лет, а в IV блоке - около 1 года.

Далее была изучена зависимость обводненности скважин от времени. Были выделены скважины I периода, вступившие в эксплуатацию в 1958 - 1959 гг. Ко II периоду - скважины, начавшие работу в 1963 - 1967 гг. Первые начали работать безводными или с незначительным содержанием воды, вторые - с большим содержанием воды в продукции и очень скоро обводнялись до 90 - 95% .

Выполненное авторами исследование показало, что при оценке характера обводнения скважин существенным является как гипсометрическое положение фильтра, так и время начала эксплуатации скважин. Учет гипсометрии фильтров позволяет оценить скорость подъема ВНК.

Как отмечают Рябоконт С.А., Скородиевская Л.А. [126], проблема притока воды в скважины актуальна не только для скважин, находящихся в эксплуатации, но и для только что вышедших из бурения. В последние годы резко возрос объем вводимых в эксплуатацию скважин, требующих ремонта из-за прорыва подошвенных вод, поступления воды из близко расположенных к продуктивной зоне водонасыщенных пластов. Фонд скважин, дающих обводненную продукцию сразу после освоения, составляет 15-20 % и более.

Гусейнов Ф.А., Ивакин Р.А., Гаджибеков Г.М., Григулецкий В.Г. [28] проанализировав данные о состоянии эксплуатационного фонда скважин НГДУ “Бузулукнефть”, Газизов А.Ш., Газизов А.А., Смирнов С.Р. [32] – на месторождениях Татарстана и Западной Сибири, а Бриллиант Л.С., Козлов А.И., Ручкин А.А и др. [140] и Корабельников А.И., Ягафаров А.К. [63] - добывающих скважин пласта АВ₄₋₅ Самотлорского месторождения показали, что основными причинами обводнения скважин являются:

- негерметичность обсадных и эксплуатационных колонн;
- заколонные и межколонные перетоки воды, газа и нефти из-за нарушения цементного камня за эксплуатационной колонной;
- подъем водонефтяного контакта (ВНК), сопровождающийся конусообразованием;
- внутрислоевые перетоки воды и углеводородов;
- прорыв нагнетаемых вод по наиболее промытым интервалам пласта, что характерно для чисто нефтяной зоны;
- перемещение нефтеводного, газоводного контактов в процессе разработки месторождения.

Сулеймановым А.Б., Амираслановым К.К. [160] на основании анализа фактических данных всех обводненных скважин ПК свиты 4 тектонического блока месторождения Нефт Дашлары установлено, что временное прекращение эксплуатации обводненных скважин приводит в увеличению обводненности ее продукции. Причем после простоя снизить обводненность добываемой продукции до прежней не удастся.

Помимо физических характеристик коллектора и пластовых жидкостей на обводнение скважин существенное влияние оказывают капиллярные процессы. Так, авторы работ [34, 56] отмечают, что одной из основных причин обводнения добывающих скважин является капиллярный концевой эффект (ККЭ). Физическая сущность данного эффекта заключается в образовании на выходе из пласта зоны повышенной обводненности.

Таким образом анализ рассмотренных показал, что основными причинами опережающего вытеснения нефти и обводнения отдельных пропластков являются многопластовость, зональная и послойная неоднородность по проницаемости и нефтенасыщенности, наличие в продуктивных горизонтах нефти повышенной вязкости, начального градиента давления вследствие аномальных свойств нефти, высоких темпов отбора жидкости, стадии разработки на которой началось заводнение, применяемой системы воздействия, особенностей расположения скважин, нарушения их крепления и ряда других технико-технологических показателей.

ГЛАВА 2. МЕТОДЫ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКОВ К ДОБЫВАЮЩИМ СКВАЖИНАМ

2.1. О методах ограничения водопритоков в нефтяные скважины

Одним из возможных путей снижения темпов обводненности и повышения охвата нефтяных пластов с целью стабилизации добычи нефти, а следовательно и эффективности процесса разработки нефтяных месторождений Азербайджана заводнением, как показали в своих работах Абасов М.Т., Абызбаев И.И., Багиров М.К., Везиров Д.Ш., Дябин А.Г., Кан В.А., Малишевская Л.В., Мирзаджанзаде А.Х., Мовсумзаде А.А., Мусаев Р.А., Панахов Г.М., Салаватов Т.Ш., Сеид-Рза М.К., Соркин А.Я., Стреков А.С., Ступоченко В.Е., Сулейманов Б.А., Хасаев А. М., Юсуфзаде Х.Б. и т. д. [9, 21, 29, 76, 87, 89, 105, 113, 115, 125, 134, 147, 164, 173 и т.д.], является применение методов и технологий основанных на ограничении фильтрации воды по пластам. К ним можно отнести различного вида технологии и методы ограничения добычи воды в добывающих скважинах, заключающиеся в изменении проницаемой неоднородности пластов, регулировании направления фильтрационных потоков [19, 29, 34, 42, 48, 49, 50, 76, 113, 115, 166 и т.д.]. В результате их использования в разработку оказываются вовлеченными застойные зоны с повышенной нефтенасыщенностью, наблюдается сокращение объемов попутно добываемой воды, повышается рентабельность добычи нефти.

Как отмечают Булгаков Р.Т., Газизов А.Ш., Габдуллин Р.Г., и др. [100], Галлямов М.Н., Рахимкулов Р.Ш. [34], Скородиевская Л.А., Хосроев Д.В., Строганов А.М. и др. [99] водоизоляционные работы в добывающих скважинах требуют избирательного воздействия на водонасыщенные прослои, что обеспечивается неравномерностью проникновения водоизоляционного материала в нефте- и водонасыщенные интервалы из-за различной гидропроводности, различия в подвижности нефти и воды, физико-химических свойств материала, а

также технологических особенностей водоизоляционных работ. В связи с этим проблема сводится к созданию комплекса методов и средств ограничения движения вод в промытых зонах продуктивного пласта и призабойных зонах скважин, что позволит повысить охват пластов воздействием и снизить затраты на извлечение нефти из высокообводенных объектов.

К числу таких методов и технологий можно отнести различного вида потокоотклоняющие (потокорегулирующие) технологии и методы выравнивания профиля приемистости и ограничения добычи воды в добывающих скважинах [9, 26, 29, 32, 33, 34, 42, 48, 65, 79, 86, 87, 89, 98, 100, 106, 110, 112, 113, 115, 129, 136, 141, 149, 150, 161, 162, 166, 171, 186, 198, 199, 204, 207, 208, 209 и т.д.]. Применение этих технологий позволяет направлять потоки закачиваемой воды в менее проницаемые и малообводненные зоны и пропластки. При этом происходит уменьшение дебита воды, обводненности продукции и, как правило, наблюдается увеличение дебита нефти в добывающих скважинах.

По данным Ступоченко В.Е., Соркина А.Я., Кана В.А., Дябина А.Г., Погосьяна А.Б. [113] в настоящее время в результате внедрения потокорегулирующих (потокоотклоняющих) технологий в мире ежегодно добывается около 15-20 млн. т. нефти. Сравнительная характеристика результатов применения потокорегулирующих технологий на месторождениях США и России приведена в таблице 9.

По данным тех же авторов [113] в настоящее время в России промышленно апробированы и применяются около 100 различных физико-химических технологий и их модификаций, направленных на повышение охвата пластов заводнением. Ежегодно в России проводится 8-10 тыс. обработок нагнетательных скважин с удельным технологическим эффектом 1,4-1,5 тыс.т дополнительной нефти на одну операцию.

Основной целью потокоотклоняющих технологий и методов выравнивания профиля приемистости и ограничения добычи воды в добывающих скважи-

Таблица 9 [по 113]

Результаты применения потокорегулирующих технологий на месторождениях США и России

Показатели	США	Россия
Успешность работ, %	70-83	69-86
Дополнительная добыча нефти на одну скважино-операцию, тыс.т	0,5-6,0	0,6-5,7
Средний прирост дебита нефти на одну реагирующую скважину, т/сут	1,0-1,8	0,3-3,0
Длительность эффекта, мес.	3-12	6-24
Средний прирост отборов нефти на одну скважино-операцию, т/мес	80-220	60-230

нах является блокирование путей водопритокков при сохранении проницаемости нефтенасыщенной части пласта. Поэтому любая потокоотклоняющая технология связанная с закачкой водоизолирующих материалов должна воздействовать только на обводненную часть нефтенасыщенного пласта.

В тоже время при проведении водоизоляционных работ в добывающих скважинах необходимо учесть следующие моменты. Так, Базив В.Ф., Лисовский Н.Н. [10] исследовали по большому числу нефтяных месторождений Урало-Поволжья и двум месторождениям Западной Сибири зависимости КИН от отношения накопленной добычи жидкости к балансовым запасам нефти.

Результаты анализа полученных данных и зависимостей позволили им выявить следующие закономерности:

- в диапазоне промывки до 50 % порового объема пласта отбирается 44-54 % извлекаемых запасов;
- в диапазоне промывки от 50-100 % порового объема пласта увеличение КИН составило в среднем 26-34%;
- при увеличении отбора жидкости в диапазоне от 100-150 % порового объема пласта прирост КИН в среднем составил 11 %;

- отбор высокообводненной нефти при разработке нефтяных месторождений является неотъемлемым и весьма важным этапом процесса разработки.

В работе [41] на основе анализа влияния скорости вытеснения нефти водой на показатели разработки по данным для 16 объектов 6 месторождений автор пришел к следующим выводам:

- общая нефтеотдача существенно зависит от проницаемости и макро-неоднородности пласта;

- повышение общего коэффициента нефтеотдачи зависит от количества воды, промывающий пласт, которое не должно быть ниже 1,5-2,0 поровых объемов пласта. Причем для более проницаемых коллекторов эта величина меньше, для низкопроницаемых коллекторов и неоднородных пластов – эта величина больше.

Анализ особенностей обводнения скважин, среднескважинных характеристик вытеснения по полям, а также достигнутых значений текущей нефтеотдачи в целом по полям и прогнозных величин КИН по Новоказинской площади Арланского месторождения позволил авторам работы [102] отметить следующее. Безводный период работы составляет около 3 % от всей «жизни» скважины, тогда как на долю высокообводненного (90 % и более) периода приходится примерно 80% времени. За этот период добывается около 30 % извлекаемых запасов нефти, приходящихся на скважину, и около 90 % всей добычи попутной воды. Водонефтяной фактор (ВНФ) увеличивается постепенно до обводнения скважин примерно на 80 %. Объем добытой нефти и воды сравниваются при обводненности около 83 %; в последующем ВНФ стремительно возрастает, достигая 3 при 95 % и 10 при 99% обводненности.

По виду воздействия методы ограничения водопритоков делятся на две основные группы: неселективные и селективные [33, 34, 100, 119, 126]. Неселективные методы основаны на закачке в призабойную зону материалов (цементы, синтетические смолы и композиции на их основе), при отверждении которых исключается связь пласта со стволом скважины, снижается

продуктивность скважины и требуются дополнительные работы. Селективные методы воздействия на призабойную зону пласта оказывают сопротивление движению воды без заметного сопротивления фазовой проницаемости для нефти, при этом сохраняется связь пласта со стволом скважины. Такое воздействие наиболее эффективно в породах, представленных обособленными прослоями, или пластах с высокой анизотропией.

В свете вышеизложенного и с учетом рекомендаций Галлямова М.Н., Рахимкулова Р.Ш. [34], Григоращенко Г.И., Зайцева Ю.В., Кукина В.В., Мамедова Ю.Г., Мирзаджанзаде А.Х., Хасаева А.М., Швецова И.А. [112], Мовсумзаде А.А. [190] при ограничении водопритоков из высокопроницаемого пропластка для того, чтобы не оставить в нем нефть, необходимо применять методы, не приводящие к полной закупорке обводненного пропластка, а именно, селективные.

Ступоченко В.Е., Соркин А.Я., Кан В.А., Дябин А.Г., Погосян А.Б. [113] условно разделяют потокорегулирующие технологии нашедшие широкое применение на территории России на четыре группы. Телин А.Г., Самардаков В.В., Игдавлетова М.З. [166] по физико-химическим принципам воздействия на пласт применяемые в настоящее время методы создания потокоограничивающих или потокосдерживающих барьеров разбивают на пять основных групп. Так как разделение этих технологий на группы у вышеуказанных авторов не имеет принципиальных различий, то приведем разделение данное в работе [166].

Первая группа включает в себя технологии, вызывающие снижение проницаемости наиболее высокопроницаемых промытых водой участков пласта благодаря реологическим свойствам нагнетаемого реагента загустителя и тем самым приводящие к увеличению потоков через низкопроницаемые поровые каналы и пропластки. В первую очередь это полимерное заводнение и его модификации.

Вторая группа технологий включает закачку в пласт разнообразных дисперсных систем с различной степенью дисперсности и стабильности. К их числу относятся полимердисперсные системы (ПДС) и волокнисто-дисперсные системы (ВДС), эмульсионные составы (ЭС), эмульсионно-суспензионные составы (ЭСС), эмульсионно-полимерные составы (ЭПС).

Основой этих методов является снижение проницаемости промытых интервалов пласта за счет закачки различных дисперсных систем (бентонит, древесная мука, угольная пыль), стабилизированных полимерами флокулянтами, поверхностно-активными веществами, эмульгаторами. Глубина их проникновения зависит от размеров частиц дисперсной фазы, кинетики седиментации взвеси, агрегативной устойчивости эмульсий и множества других факторов, связанных со стабилизацией дисперсных систем в пористой среде, а также с природой и структурой порового пространства пласта-коллектора.

Третья группа реагентов создает водоотклоняющий барьер при отверждении или полимеризации в пласте за счет пластовых условий (температура, минерализация воды) либо специальных добавок.

Четвертая группа включает геле- или осадкообразующие композиции, создающие водоизолирующий экран в результате химического взаимодействия их составляющих, закачиваемых последовательно: Гивпан + CaCl_2 , жидкое стекло + кислота, AlCl_3 +щелочь, сульфат-содовая смесь, интерполимерные комплексы (поликатионит+полианионит).

Пятая группа. Это так называемые осадкогелеобразующие технологии, к числу которых относятся щелочно-полимерное, силикатно-щелочно-полимерное, лигнин-силикатно-щелочное заводнения.

Анализ работ по повышению эффективности разработки нефтяных месторождений показал, что практически все из выше указанных пяти групп в той или иной степени используются для ограничения фильтрации закачиваемых и пластовых вод по промытым зонам пласта [4, 50, 57, 99, 111, 129, 138, 143, 181, 188 и т.д.].

Булгаков Р.Т., Газизов А.Ш., Габдуллин Р.Г., Юсупов И.Г. [100], Галлямов М.Н., Рахимкулов Р.Ш. [34], Блажевич В.А., Умрихина Е.Н., Уметбаев В.Г., Большаков Л.А. [98], Гавура В.Е., Шефер А.З.[30], Власов С.А., Каган Я.М., Полищук А.М. [26], Шумилов В.А., Горбачев В.М., Вагнер Г.Р. [105], Мартос [183], Григоращенко Г.И., Зайцев Ю.В., Кукин В.В., Мамедов Ю.Г., Мирзаджанзаде А.Х., Хасаев А.М., Швецов И.А. [112] и т.д приводят нижеследующие требования, которым должны удовлетворять материалы, применяемые в потокоотклоняющих технологий и методах выравнивания профиля приемистости и ограничения добычи воды в добывающих скважинах:

1.Селективность закупоривающих свойств материала на пласт в зависимости от насыщенности его нефтью или водой, т.е. возможность сохранения или восстановления продуктивности нефтенасыщенных участков пласта после его обработки.

2.Хорошая селективная фильтруемость водоизолирующих материалов в зоны с высокой водонасыщенностью, позволяющая создавать водоизолирующие барьеры-экраны в желаемом направлении и на достаточную глубину.

3.Регулируемость процесса водоизоляции обводненного участка пласта по степени и продолжительности закупорки.

4.Высокая регулируемость водоизолирующих свойств материала, определяемая его реологическими и прочностными характеристиками.

5. Растворимость в определенных растворителях.

6.Технологичность применения в условиях скважин (удовлетворительная прокачиваемость насосами, постоянство параметров при изменении температуры среды и др.).

7.Недефицитность и небольшая стоимость.

8.Нетоксичность и безопасность в обращении.

Ступоченко В.Е., Соркин А.Я., Кан В.А., Дябин А.Г., Погосян А.Б. [113] на основании многолетнего опыта работы и обобщения приведенных в

литературных источниках данных сформулировали основные принципы применения потокорегулирующих (потокоотклоняющих) технологий:

1. Своевременность начала применения технологий, которая определяется сформированностью внутрислоистой динамики потоков нагнетаемой воды на участке воздействия.

2. Цикличность закачки химических композиций в нагнетательные скважины с постепенным увеличением размеров оторочек, комплексированием операций и сменой ингредиентов.

3. Регулируемость создания оторочек из закачиваемых составов (не реже 1 раза в год).

4. Массовость применения технологий, когда их суммарная эффективность определяется в основном долей охвата объекта воздействием.

5. Чередованием или комплексированием составов химических реагентов, когда одна и та же композиция закачивается в скважину не более 3 раз подряд.

6 Системность применения, когда закачка потокорегулирующих композиций сопровождается воздействием на пласт через добывающие скважины (ограничение водопритоков, форсированный отбор жидкости, бурение боковых стволов, ГРП и др.).

В заключение хотелось бы отметить, что по мнению ряда авторов [34, 48,116] потокоотклоняющие технологии необходимо рассматриваться не только с точки зрения добычи дополнительной нефти, но и как источник восполнения промышленных ресурсов нефти за счет увеличения охвата геологических (балансовых) запасов. Дополнительная добыча нефти, полученная за счет потокоотклоняющих технологий, всего лишь доля прироста промышленных запасов. По мнению специалистов, прирост промышленных запасов только на 5 % равносителен открытию нового месторождения.

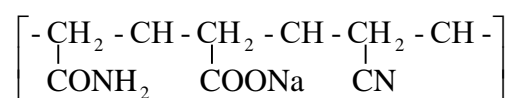
2.2. Ограничение водопритоков в нефтяных скважинах полимерными растворами

Очевидно, что исходя из вышеприведенных требований наиболее целесообразным является применение в потокоотклоняющих технологиях полимерного заводнения и его модификаций, а также обработки призабойной зоны скважины (ПЗС) полимерами [9, 26, 30, 32, 33, 34, 49, 76, 79, 98, 100, 106, 110, 112, 117, 129, 135, 141, 150, 161, 183, 186, 208 и т. д.].

Полимеры получили широкое применение в потокоотклоняющих технологиях благодаря их свойству при незначительных концентрациях оказывать селективное сопротивление движению воды в пористой среде без заметного снижения фазовой проницаемости для нефти [34, 76, 100, 112]. Снижение водопроницаемости при применении полимерных растворов достигается за счет образования на путях водопритока изолирующего экрана в результате взаимодействия полимера с пористой средой, с пластовой водой, насыщающей коллектор, или с закачиваемыми совместно с ним осадкообразующими химическими реагентами. Другим большим достоинством полимеров, привлекающим к ним внимание как к материалу для изоляции водопритоков, является возможность регулирования их физико-химических свойств в широких пределах, а именно, реологических свойств и степени закупорки водопроводящих каналов.

В настоящее время в нефтедобывающей промышленности в основном применяются полимеры: ГИПАН (гидролизированный полиакрилонитрил), ПАА (полиакриламид) и в последние годы в Азербайджане – иономер «Л».

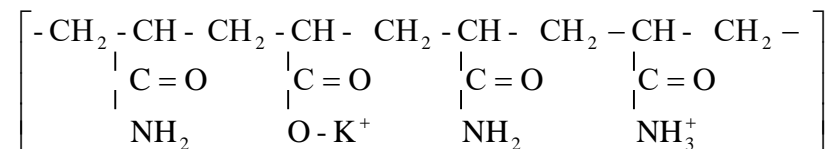
ГИПАН (гидролизированный полиакрилонитрил) [34, 100, 110, 112] – продукт щелочного гидролиза полиакрилонитрила, нитрильные группы которого гидролизуются до амидных и карбоксильных



Соотношение функциональных групп и молекул этого полимера следующие: $-\text{COONa}$ – 75%; $-\text{CONH}_2$ – 15%; $-\text{CN}$ – 10%.

Вследствие относительно большого количества карбоксильных групп в молекуле полимер должен проявлять главным образом, свойства полиакриловой кислоты и ее натриевых солей. По внешнему виду ГИПАН – вязкая жидкость желтовато-коричневого цвета, хорошо растворяющаяся в воде; молекулярная масса примерно равна 10^5 . Гипан выпускается двух марок: ГИПАН – 1 (соотношение ПАН и NaOH =1:1) и ГИПАН-0,7 (соотношение ПАН и NaOH =1:0,7). Потребителю ГИПАН поставляется в виде 10- или 17%-ного водного раствора. По техническим условиям плотность 10% -ного продукта 1060-1070 кг/м³.

Полиакриламид (ПАА) [34, 100, 112, 125, 127] – сополимер акриламида с акриловой кислотой и ее солями



В промышленности технический ПАА получают из нитрила акриловой кислоты (НАК) заменой нитрильной группы на амидную с последующей полимеризацией акриламида в присутствии окислительно-восстановительных инициаторов [43]. Схематично технология получения ПАА состоит в следующем. Исходный продукт НАК омыляют в присутствии серной кислоты, в результате получают водный раствор мономера акриламида. Затем серную кислоту нейтрализуют известью (при известковом способе получения) или водным раствором аммиака (при аммиачном способе получения). Характеристика ПАА, вырабатываемого промышленностью представлены в табл. 10.

Обычно ПАА поставляют потребителю в виде 7-9 % геля

Иономер «Л» - нерегулярный сополимер акриламида, акрилата натрия (калия) и бутадиенстирола, представляет собой продукт щелочного гидролиза акрилонитрилбутадиенстирольного сополимера. По внешнему виду иономер «Л» – вязкая жидкость от молочно-белого до сероватого цвета, хорошо растворяющаяся в воде. Иономер «Л» выпускается в виде 4- 5,2 % геля.

Меркулова В.П., Перышкиной Т.Н. [174], Мартоса В.Н. [76], Солякова Ю.В. [141], Стрекова А.С. [149, 150], Сулейманова Б.А. [161], Mungan N, Smith F.W., Thomson S.L [204], движения полимерных растворов в пористой среде и закачиваемой вслед за ними воды показали, что его характер определяется следующими свойствами не присущими многим другим химическим реагентам. С одной стороны, вязкость полимерных растворов в зависимости от скорости сдвига может снижаться или увеличиваться [34, 76, 112, 141, 149, 150, 161, 204, 208]. С другой стороны, полимерные растворы при контакте с пористой средой снижают ее проницаемость. Причем снижение проницаемости пористой среды после ее контакта с полимером сохраняется и после прокачки через нее десятков и сотен поровых объемов воды [76, 110, 112, 117, 208]. Этот эффект, связанный с адсорбцией и физической закупоркой мелких пор, не имеет постоянного количественного выражения и в зависимости от скорости может претерпевать неоднозначные изменения [76].

Для выражения общего эффекта вязкости и проницаемости на характер движения полимерных растворов через пористые среды Пай [206] ввел понятие фактор сопротивления (R) :

$$R = \frac{k_B \mu_B}{\mu_n k_n} \quad (1)$$

где k_B, k_n - проницаемости пористой среды по воде и полимеру, мкм²;

μ_B, μ_n - вязкость воды и полимера при заданном перепаде давления, мПа·

Для описания эффекта снижения проницаемости после контакта пористой среды с полимерами Smith F.W. [208] ввел понятие фактора остаточного сопротивления ($R_{ост}$), который определяется как величина, представляющая собой отношение проницаемостей пористой среды по воде до и после ее обработки полимерным раствором:

$$R_{ост} = \frac{k_B}{k_n} \quad (2)$$

где k_B, k_n - соответственно, проницаемость пористой среды по воде до обработки и после обработки пористой среды полимерным раствором.

Абасовым М.Т., Везириным Д.Ш., Джалиловым З.И., Жидковым Е.С., Мовсумзаде А. А., Таировым Н.Д. [122], Алмаевым Р.Х., Базекиной Л.В., Рахимкуловым И.Ф. [3], Везириным Д.Ш., Мамедовым М.Ф., Мовсумзаде А.А., Муслим-заде З.М., Серебряковым Б.Р. [27], Галлямовым М.Н., Рахимкуловым Р.Ш. [34], Григоращенко Г.И., Зайцевым Ю.В., Кукиным В.В., Мамедовым Ю.Г., Мирзаджанзаде А.Х., Хасаевым А.М., Швецовым И.А. [112], Кукиным В.В., Горбатовой А.Н., Швецовым И.А., Меркуловым В.П., Перышкиной Т.Н. [174], Малышевой Л.Н., Рабиновичем А.Б., Кравченко И.И., Дмитриевой Н.И. [69], Мамедовым Н.Г., Дадашевым А.М., Стрековым А.С. [73], Мартосом В.Н. [76], Пятковым М.И., Рудаковым Г.В. [117], Соляковым Ю.В. [141], Соляковым Ю.В., Кукиным В.В., Григоращенко Г.И., Швецовым И.А., Меркуловым В.П. [90], Стрековым А.С. [149, 150], Уркаевым К.Г., Соляковым Ю.В., Кукиным В.В., Швецовым И.А. [59], Maerker J.M. [200], Mungan N. [203], Mungan N., Smith F.W., Thomson S.L. [204], Smith F.W. [208] проведено большое число работ по изучению различных сторон механизма образования фактора остаточного сопротивления при обработке пористой среды полимерами.

В результате этих исследований было установлено, что снижение проницаемости породы происходит, прежде всего, вследствие адсорбции полимера на твердой поверхности [208] и образовании на поверхности пор мономолекулярного слоя полимера с высокими механическими свойствами [117].

Адсорбция полимеров на естественных и насыпных пористых средах различного минералогического состава, насыщенных водами различной минерализацией и при различных температурах как в статических, так и динамических условиях изучалась многими исследователями [3, 34, 59, 69, 73, 76, 90, 97, 112, 174, 200, 203, 204 и т.д.].

В работе [203] установлена линейная связь между концентрацией полимера и его адсорбцией на твердой поверхности, а также влияние на адсорбцию минералогического состава породы, при этом получено как и в работах [76, 112, 208], что адсорбция на известняке значительно выше, чем на кварцевой поверх-

ности. В [97] получено, что адсорбция полимерных растворов в полимиктовых породах и при наличии глин в пористой среде [112] в несколько раз выше, чем на кварцевом песке. В [59, 90, 112, 174, 200, 203, 204] показано, что количество удержанного полимера в пористой среде зависит от скорости фильтрации, а адсорбция полимера в динамических условиях меньше, чем в статических условиях. Причиной меньшей динамической адсорбции, по мнению авторов, является то, что при фильтрации полимера не все поры участвуют в адсорбции полимера, так как раствор движется в основном через поры, имеющие наименьшую площадь поверхности на единицу объема. Помимо этого, в работе [195] показано, что часть порового пространства вообще оказывается недоступной для полимера. Авторы также отмечают, что при фильтрации часть полимера механически улавливается пористой средой, однако разделить чисто адсорбцию и механическое улавливание полимера практически невозможно.

Количество адсорбированного полимера существенно зависит от свойств поверхности пористой среды, ее проницаемости, солевого состава растворителя, рН среды и степени гидролиза полимера [34, 76, 90, 112, 174, 69, 208 и т.д.]. Изучение влияния солей показало, что в зависимости от вида их присутствие может привести к усилению адсорбции полимера [112, 208] на твердой поверхности или к ее снижению [34, 112]. Наличие в пористой среде остаточной нефти приводит к снижению адсорбции [76, 112, 117, 204]. Увеличение степени гидролиза полимера приводит к увеличению адсорбции полимера на твердой поверхности, а ее снижение - к снижению адсорбции [69, 112].

Эксперименты, проведенные в изотермических условиях показали, что увеличение температуры приводит к снижению динамической адсорбции полимера в пористой среде [73, 97].

Таким образом, на основании проведенного анализа, можно сделать вывод о том, что адсорбция полимера в пористой среде зависит от сил взаимодействия макромолекул полимера с твердой поверхностью. При этом возможны

электростатическое взаимодействие полииона с твердой поверхностью минерала, образование водородных связей между карбоксильными и амидными группами, с одной стороны, и гидратированной поверхностью минерала с другой, химическое взаимодействие с твердой поверхностью, механическое улавливание ассоциатов и отдельных макромолекул в сужениях пор. При контакте растворов полимера с реальными коллекторами преобладает специфическое взаимодействие функциональных групп макромолекул с ионами на твердой поверхности с образованием соединений типа нерастворимых солей. Центрами этой адсорбции служат участки поверхности, представленные глиной, известняком, кальцитом и другими минералами, содержащими кальций, которые в песчаниках играют роль цементирующего вещества.

Помимо адсорбции на механизм образования $R_{ост}$ оказывают влияние неньютоновские свойства полимерных растворов [34, 76, 112, 129, 141, 149, 150, 161, 174, 208]. Так, в работе [208], было получено, что в отличие от необработанной пористой среды, где характер течения жидкости носит ньютоновский характер, после ее обработки полимерным раствором с увеличением скорости фильтрации течение жидкости имеет дилатантный характер, а в работах [59, 90, 141] – псевдопластический.

В работе [161] получено, что при течении полимерных растворов и полимерных композиций в однородной пористой среде в широком интервале скоростей имеет место псевдопластический характер течения, а в неоднородной (микронеоднородной и слоисто-неоднородной) комбинированный, S – образный, при этом наблюдается переход от дилатантного течения к псевдопластическому.

Помимо изучения механизма образования $R_{ост}$ Полищуком А.М., Сурковой Е.М. [108], Jennigs R.R., Rogers I.H., West T.I. [198], Jewett R.L., Schurz G.F. [199] проводились исследования по изучению влияния $R_{ост}$ на КИН.

Jennigs R.R., Rogers I.H., West T.I. [198] были проведены эксперименты по извлечению высоковязкой нефти (129 мПа·с) различными агентами: рассо-

лом (вязкость 0,91 мПа·с), 25 % -ным раствором полигликоля (вязкость 21 мПа·с) - непрерывная закачка, 0,05 %-ным раствором полиакриламида (вязкость 1,5 мПа·с) – непрерывная закачка и закачка оторочки полимера объемом 0,3 от объема пор (ОП) (в условиях адсорбции и ее подавления). Было получено, что при извлечении нефти раствором полигликоля и полимерным раствором при непрерывной их закачке в модель пласта, несмотря на то, что вязкость полимерного раствора составляла 1,5 мПа·с, конечный КИН оказался практически одинаковым. При извлечении нефти оторочкой раствора полимера объемом 0,3 ОП, в условиях адсорбции полимера в пористой среде, конечный КИН, вследствие меньшего фактора остаточного сопротивления из-за меньшего количества введенного в пористую среду полимера, оказался несколько хуже, чем при непрерывной закачке полимера. Однако полимерная оторочка оказала положительное влияние и на темп извлечения нефти и на конечный КИН. При извлечении нефти оторочкой полимера в условиях подавления адсорбции конечный КИН и динамика извлечения оказались близкими к процессу извлечения нефти полигликолем. Исходя из этого автором делается вывод о том, что подавление адсорбции полимера и уменьшение фактора остаточного сопротивления должно дать значительный эффект и в натуральных условиях, хотя, как отмечает автор, при переносе результатов экспериментов на натуру необходимо проявлять осторожность.

В реальных условиях подавление адсорбции может оказать положительный эффект на КИН из охваченных воздействием зон, в то же время отрицательно повлиять на коэффициент охвата, из-за снижения фактора остаточного сопротивления, и, как следствие, на общий конечный КИН. Действительно, в неоднородных пластах по проницаемости полимер распространяясь неравномерно проникает прежде всего в высокопроницаемые интервалы. При последующей закачке воды в высокопроницаемых интервалах в результате адсорбции полимера проявляется фактор остаточного сопротивления и к работе должны подключиться малопроницаемые интервалы. В результате повышается

коэффициент охвата пласта по мощности и простиранию. Например, по данным Jewett R.L., Schurz G.F. [199] снижение $R_{ост}$ до 1 может снизить прирост конечного КИН на 30 %.

Полищуком А.М., Сурковой Е.М. [108] были проведены численные расчеты для исследования влияния величины сорбции на эффективность заводнения с применением полимерных растворов как в однородных, так и в послоно-неоднородных пластах по проницаемости. Результаты расчетов показали, что при извлечении нефти из однородного и послойно-неоднородного пласта как при непрерывном нагнетании раствора полимера, так и в виде оторочки эффективность применения несорбирующегося полимера намного ниже, чем полимера, удерживаемого пористой средой. Причем в послойно-неоднородном пласте при вытеснении нефти оторочкой несорбирующегося полимера в результате того, что гидродинамическое сопротивление высокопроницаемого пропластка изменяется только в момент движения оторочки полимера, это явление проявляется более ярко, чем в однородном пласте. С другой стороны, полученные данные также показали, что чрезмерное увеличение сорбции, и, как следствие, фактора остаточного сопротивления приводит к ухудшению эффективности процесса извлечения нефти. В связи с этим, как отмечают Сургучев М.Л., Горбунов А.Т., Забродин Д.П., Зискин Е.А., Малютина Г.С. [79] при применении полимерного заводнения в различных геолого-физических условиях для каждого конкретного случая должно существовать оптимальное значение $R_{ост}$ соответствующее наилучшим показателям извлечения нефти .

Сильное влияние $R_{ост}$ на коэффициент извлечения нефти из послойно-неоднородного пласта по проницаемости получено также Швецовым И.А. [180].

Как показал проведенный анализ, в результате контактирования с полимером проницаемость пористой среды снижается по сравнению с исходной проницаемостью по воде (фактор остаточного сопротивления) и этот эффект

сохраняется длительное время. Закупорка пористой среды имеет селективный характер. Для воды снижение проницаемости может достигать 90% от исходной, в то время как для нефти снижение проницаемости составляет несколько процентов. Установлено, что $R_{ост}$ предопределяется адсорбцией полимера пористой средой, необратимой закупоркой полимером части пор, в результате чего уменьшается размер поровых каналов и изменяется структура порового пространства. Кроме того, $R_{ост}$ определяется неньютоновскими свойствами полимеров. В зависимости от литологического состава и коллекторских свойств породы, а также свойств полимера вклад каждого из этих механизмов в величину $R_{ост}$ изменяется.

В тоже время проведенный анализ также показал, что практически отсутствуют работы по изучению механизма формирования фактора остаточного сопротивления в послойно-неоднородных пластах по проницаемости и его влияния на коэффициент извлечения нефти.

В связи с вышеизложенным, большой интерес представляет проведение исследований как по изучению механизма формирования $R_{ост}$, так и влияния его величины на эффективность извлечения нефти из моделей пласта, учитывающих неоднородное строение нефтяных коллекторов.

Известно, что одним из факторов, влияющих на эффективность разработки нефтяных месторождений, является состояние призабойной зон скважин [79, 106, 161,]. Эта часть пласта наиболее подвержена различным физико-химическим и термодинамическим изменениям.

Как отмечается Горбуновым А.Т., Гумерским Х.Х., Джамаловым И.М., Ждановым С.А., Забродиным Д.П., Зискиным Е.А., Котяховым Ф.И., Малютиной Г.С., Сулеймановым Б.А., Сургучевым М.Л., Тарко Я.Б., Требиным Ф.А. [44, 64, 79, 106, 161, 164, 169] основными причинами снижения проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП) нагнетательных и добывающих скважин являются: частичная или полная коагуляция порового пространства твердой фазой глинистого раствора в процессе вскрытия пласта бурением и

перфорацией, а также твердой фазой промывочной жидкости при проведении в скважине ремонтно-изоляционных работ; кольматация ПЗП механическими примесями и продуктами коррозии, вносимыми в пласт нагнетаемой водой; повышенная остаточная нефтенасыщенность отдельных пропластков, примыкающих к призабойным зонам нагнетательных скважин; кольматация ПЗП окисленной нефтью при нагнетании в пласты сточных вод; набухание глин пород –коллектора при взаимодействии с пресной водой и растворами некоторых химреагентов, приводящее к снижению абсолютной проницаемости пласта, особенно низкопроницаемых прослоев; снижение проницаемости породы коллектора на 15-60% (может произойти при смене минерализованной пластовой воды на пресную).

В результате влияния этих факторов свойства ПЗП (скин-фактор [178,179] – численное значение безразмерной величины S со знаком «+» или «-», характеризующее ухудшение или улучшение проницаемости в призабойной зоне и степень ее улучшения или ухудшения) будут отличаться от свойств всего пласта. В связи с этим одной из целей обработок ПЗП является повышение или снижение проницаемости в призабойной зоне с целью сохранения или увеличения притока нефти из нефтенасыщенных прослоев.

Селективный характер полимеров оказывать сопротивление движению воды без заметного снижения проницаемости для нефти привело к использованию полимеров для ограничения водоприток в добывающих скважинах и выравнивания профиля приемистости в нагнетательных скважинах [2, 21, 27, 30, 32, 33, 34, 76, 79, 100, 106, 110, 112, 117, 119, 126, 129, 136, 143, 149, 150, 151, 161, 166, 183, 186, 193, 196, 202, 208, 209 и т. д.].

Селективность изоляции только путей водоприток и фильтруемости водоизоляционного материала в пласт позволяют закачивать полимерный раствор без большого число операций, связанных с исследованием скважин, намыванием и разбуриванием мостов, повторным вскрытием нефтенасыщенной части

пласта, а в ряде случаев – с извлечением подземного оборудования [27, 59, 76, 112 и т.д.].

К настоящему времени в результате проведения исследований Абасовым М.Т., Алексеевым П.Д., Багировым М.К., Блажевичем В.А., Бриллиант Л.С., Бурдынь Т.А., Булгаковым Р.Т., Везириным Д.Ш., Вершининым Ю.Н., Возмитель В.М., Газизовым А.Ш., Габдуллиным Р.Г., Галлямовым М.Н., Горбуновым А.Т., Григоращенко Г.И., Гумерским Х.Х., Желтовой Г.И., Ждановым С.А., Забродиным Д.П., Зискиным Е.А., Кукиным В.В., Маляренко А.В., Мартос В.Н., Масловым И.И. Мирзаджанзаде А.Х., Мовсумзаде А.А., Петраковым А.М., Поддубным Ю.А., Рамазановым Р.Г., Раскиной Р.С., Рахимкуловым Р.Ш., Рябонь С.А., Салаватовым Т.Ш., Сидоровым И.А., Скородиевской Л.А., Соляковым Ю.В., Стрековым А.С., Сулеймановым Б.А., Сургучевым М.Л., Телиным А.Г., Умрихиной Е.Н., Швецовым И.А., Шумиловым В.А., Юсуповым И.Г., Юсуфзаде Х.Б., Denton R. W., Goddard, J.E., Philips A.M., McCartney H.A., Ben Sloat, Smith F.W., White J.U. [2, 15, 21, 27, 30, 32, 33, 34, 65, 76, 79, 100, 106, 110, 112, 117, 119, 126, 129, 136, 143, 149, 150, 151, 161, 166, 183, 186, 196, 202, 207, 208, 209 и т.д.] накоплен большой материал по лабораторным исследованиям и промысловый опыт по использованию полимеров для ограничения водопритоков в добывающих скважинах и выравнивания профиля приемистости в нагнетательных скважинах.

На основании лабораторных исследований и промыслового опыта Галлямовым М.Н., Рахимкуловым Р.Ш. [34], Denton R. W. [196] предлагается два взаимно дополняющих механизма, объясняющих эффект повышения дебита нефти или замедления темпа падения нефтедобычи при проведении полимерных обработок, аналогичных по существу и различающихся только масштабом рассмотрения процесса селективной закупорки пластов. Согласно первому механизму, в начале полимер проникает при закачке в наиболее проницаемые обводнившиеся пропластки и снижает их водопроницаемость, что приводит к перераспределению фильтрационных потоков воды и нефти по мощности пласта.

Коэффициент продуктивности скважин снижается. Уменьшение содержания воды в продукции скважин при сохранении отбора, а в некоторых случаях и снижения его, приводит к снижению забойного давления, увеличению депрессии на пласт. Нефтенасыщенные (малопроницаемые) пропластки начинают работать с большим расходом, поскольку рост депрессии на пласт не компенсирует ухудшения проницаемости водонасыщенных пропластков.

Согласно второму механизму, увеличение добычи нефти из скважин после проведения полимерной обработки призабойной зоны объясняют исходя из известной модели пластов с двойной пористостью. Каждый элементарный объем трещиновато-пористого пласта содержит каналы двух различных размеров. Вода быстро вытесняет нефть из крупных каналов (трещин), и дальнейшее извлечение нефти из пласта идет в основном, за счет капиллярного обмена жидкостей между пластом и трещинами. При закупорке этих каналов и соответственно повышении градиента давления, создается более интенсивный приток нефти из пласта.

Бурдынь Т.А, Раскиной Р.С., Желтовой Г.И., [15] Кукиным В.В., Соляковым Ю.В. [65] показано, что более значимое значение $R_{ост.}$ можно получить в пористых средах с малыми значениями проницаемости.

Алмаевым Р.Х., Абатуровым С.В., Бриллиант Л.С., Галлямовым М.Н., Григоращенко Г.И., Ивановым С.В., Кукиным В.В., Мирзаджанзаде А.Х., Рахимкуловым Р.Ш., Панаховым Г.М., Поддубным Ю.А., Рамазановым Д.Ш., Сазоновым В.М., Салаватовым Т.Ш., Сафоновым Е.Н., Сидоровым И.А., Соляковым Ю.В., Старковой Н.Р., Сулеймановым Б.А., Телиным А.Г., Усачевым П.М., Шахвердиевым А.Х., Шпуровой И.В. и т.д. [34, 50, 110, 112, 129, 142, 146, 161, 165 и т. д.] показано, что одним из решений данной проблемы является применение композиций полимеров разного типа или композиций полимеров с различными сшивающими реагентами и наполнителями.

В работах [34, 112 и т.д.] изучалось влияние различных солей на величину и механизм образования фактора остаточного сопротивления при

обработке пористой среды полимерами типа ПАА и ГИПАН. В работе [34] получено, что последовательно-порционная закачка в пористую среду проницаемостью от 0,3 - 4,3 мкм² 0,5-1% -ного раствора ПАА и 5 % раствора MgCl₂, 2,5 %-ного раствора гипана и 6-8%-ного раствора FeCl₃ или CaCl₂ снижает проницаемость пористой среды в среднем от 10 до 100 раз. В работе [112] раскрывается механизм увеличения фактора остаточного сопротивления под влиянием различного типа солей, а также предлагается с целью снижения подвижности раствора ПАА производить его поликонденсацию с формальдегидом непосредственно в пористой среде.

В работе [27] изучено влияние на образование $R_{ост.}$ процентного содержания глины в пористой среде при ее обработке растворами полимеров Гипан, ПАА и различными модификациями иономера “Л”. Установлено, что с ростом содержания глины $R_{ост.}$ повышается и в условиях проведения экспериментов наилучшим полимером оказался иономер “Л” 50/20.

На основании лабораторных исследований и опыта промышленных испытаний Булгаковым Р.Т., Газизовым А.Ш., Габдуллиным Р.Г., Юсуповым И.Г. [100], Галлямовым М.Н., Рахимкуловым Р.Ш. [34] Мартос В.Н. [76] и т.д. приводятся правила выбора наиболее подходящих объектов для обработки полимером:

1. Скважины с высоким водонефтяным фактором (ВНФ), обводненность продукции скважины должна быть не ниже 50% [34], обводнение которых произошло преждевременно из-за локального прорыва воды. Интервал, из которого поступает вода, должен иметь проницаемость выше 0,05 мкм². Обработка дает больший эффект, если ее провести сразу после прорыва воды.

2. Скважины, эксплуатирующие пласт с водонапорным режимом (естественным или искусственным) и ранее работающие с высокими дебитами нефти без воды или с низкими ВНФ.

3. Пласт должен быть обводнен высокоминерализованной (пластовой) водой с достаточным содержанием ионов поливалентных металлов, главным образом Са и Mg.

4. Скважины, обводнение которых произошло из-за продвижения воды по матрице коллектора (не по трещинам) и пласт не подвергнут гидравлическому разрыву, в противном случае водоизолирующий экран, образующийся в ПЗС, может выноситься из трещин в ствол скважины.

5. Скважины с высоким уровнем жидкости в стволе. Высокий динамический уровень жидкости свидетельствует об интенсивном притоке воды, с которым не справляется насос. Ограничение притока воды позволяет снизить динамический уровень, т.е. повысить депрессию на пласт. В результате, наряду с падением ВНФ, можно рассчитывать на увеличение дебита нефти.

В результате проведения лабораторных исследований с целью повышения эффективности изоляции слоисто-неоднородных пластов Абасовым М.Т., Везириным Д.Ш., Мовсумзаде А.А. [145], Абасовым М.Т., Везириным Д.Ш., Мовсумзаде А.А., Жидковым Е.С., Мамедовым М.М. [144] даны более точные рекомендации о проведении изоляции высокопроницаемого пропластка, а именно, сразу же после окончания безводного периода эксплуатации скважины и при содержании доли нефти в общей продукции скважины в интервале от 0,4 до 0,54 д.ед.

При проведении водоизоляционных работ закачиваемые полимерные растворы должны заполнить проницаемые участки пласта и проводящие каналы в ПЗ скважины и создать здесь водоизолирующий барьер. Причем он должен обеспечить достаточное сопротивление депрессии на пласт в процессе последующей эксплуатации скважины при сохранении или увеличении притока нефти из нефтенасыщенных прослоев и интервалов.

В тоже время как отмечается в работах [34, 112, 198 и т.д.] помимо того, что $R_{ост}$ зависит от скорости фильтрации, количество удержанного полимера в ПЗС зависит от депрессии на пласт: с увеличением депрессии количество

удержанного полимера в ПЗС уменьшается. Например, в работах [112, 122, 135, 209, и т.д.] отмечается, что в первые недели эксплуатации обработанных скважин выносятся до половины закачанного полимера.

Для уменьшения негативного влияния депрессии на пласт на эффективность ремонтно-изоляционных работ полимерными растворами в работе [34, 76, 112, и т.д.] предлагается продвигать полимерный раствор в более удаленные от ПЗС части пласта. В работах [91, 136] рекомендуется полимерный раствор закачивать в объеме обеспечивающем проникновение полимера в пласт по радиусу от скважины на 5-10 м или на расстояние более или равное двойной мощности нефтяной части пласта. В других работах [2, 209] предлагается для получения осязаемого эффекта обработку ПЗС планировать с расчетом на проникновение полимера в радиусе 12-23 м от ствола скважины, а для пластов без глинистых прослоев – на 50-100 м [16, 103].

При рассмотрении приведенных работ хотелось бы отметить несколько моментов. Во-первых, при создании больших полимерных экранов всегда возникает проблема как продвижения их вглубь пласта, так и последующего освоения обработанных скважин. Во-вторых, как видно, расстояние от ствола обрабатываемой скважины, на которое рекомендует каждый из авторов продвигать полимерный раствор в пласт с целью обеспечения высокой эффективности работ по ограничению водопритоков, изменяется в широких пределах. Причиной такого разброса рекомендуемых значений местоположения полимерного экрана в ПЗС, по нашему мнению, является то, что приводимые значения получены для различных полимеров и геолого-физических, технических условий эксплуатации скважин. В связи с этим, необходимо разработать более универсальные критерии, чем расстояние от ствола скважины, которые, независимо от свойств применяемого полимера и всего многообразия геолого-физических, технических условий, имеющих место при эксплуатации скважин, определяли бы наиболее эффективное местоположение полимерного экрана в ПЗС и его размер.

Таким образом проанализированные экспериментальные исследования и промышленный опыт ограничения водопритоков полимерными растворами показывают, что для повышения эффективности ремонтно-изоляционных работ необходимо в каждом конкретном случае осуществлять правильный выбор местоположения водоизолирующего экрана в ПЗС и его размер.

Заводнение, безусловно, является наиболее прогрессивной формой для эффективной разработки нефтяных месторождений. Внедрение заводнения позволило увеличить КИН в 2-2,5 раза, по сравнению с достигнутыми на аналогичных месторождениях, разрабатываемых на естественных режимах истощения [16, 191, 192,]. Однако коэффициент извлечения нефти при заводнении не превышает величины 0,34-0,52 [191, 192], в связи с чем возникает необходимость поиска новых технологий воздействия на нефтяную залежь

White J.U., Goddard, J.E., Philips A.M. [209] отмечается случай увеличения притока нефти в соседних скважинах при частичной изоляции воды в опытной скважине, а Салаватовым Т.Ш., Сулеймановым Б.А., Нуряевым А.С. [129] при обработке призабойной зон скважин в НГДУ «Быстринскнефть», разработанной полимерной композицией, содержащей осадкообразующий реагент, на улучшение взаимодействия скважин по площади (выравнивание фронта вытеснения, подключение к разработке слабодренированных зон) и, таким образом, на повышение коэффициента охвата пласта заводнением.

Гумерский Х.Х., Горбунов А.Т., Жданов С.А., Петраков А.М. [106], Сургучев М.Л., Горбунов А.Т., Забродин Д.П., Зискин Е.А., Малютина Г.С.[79], Ступоченко В.Е., Соркин А.Я., Кан В.А., Дябин А.Г., Погосян А.Б. [113] предлагают для повышения эффективности разработки неоднородных по проницаемости и нефтенасыщенности продуктивных пластов проводить массовую и одновременную обработку призабойных зон нагнетательных и добывающих скважин. Выбор технологии обработки призабойной зоны предлагается производить исходя из конкретных геолого-физических условий призабой-

ных зон коллектора и месторождения в целом. В тоже время необходимо отметить, что вопрос влияния перераспределения потоков закачиваемой воды по пропласткам послойно-неоднородного пласта и сокращения отбора воды на конечный коэффициент извлечения нефти изучен еще недостаточно, в частности при полимерном воздействии, как со стороны линии нагнетания, так и со стороны линии отбора.

При разработке нефтяных залежей, эксплуатируемых на режиме растворенного газа и на смешанном режиме, пузырьки газа, выделившегося из нефти при забойном давлении ниже давления насыщения, создают дополнительное сопротивление фильтрации нефти по пласту. Как показано Сулеймановым Б.А. [161], Мирзаджанзаде А.Х. [80], Мамед-заде А.М., Салаватовым Т.Ш. [70], Мамедзаде Р.Б., Салаватовым Т.Ш. [72] малое количество газовых включения в нефти изменяет ее реологические характеристики, что при определенных условиях, с одной стороны, позволяет повысить коэффициент извлечения нефти, а, с другой стороны, может снизить производительность добывающих скважин. В связи с этим, для повышения эффективности разработки нефтяных залежей, эксплуатируемых на режиме растворенного газа и на смешанном режиме, очень часто необходимо ограничить газопитоки в нефтегазодобывающих скважинах. С этой целью предложен ряд способов для селективного ограничения газопитоков в нефтегазовых скважинах, в частности, обработка ПЗС растворами асфальтенов с добавкой дегтя, пентана, нафтеновых фракций, ацетона, специально разработанных микроэмульсий [161] и т.д. В последние годы развивается и такое направление как ограничение газопитоков в добывающих скважинах полимерами [121]. Тем не менее, механизм ограничения газопитоков полимерами и его влияние на конечный коэффициент извлечения нефти для пластов эксплуатируемых на смешанном режиме практически не изучен.

Таким образом, анализ рассмотренных работ показал, что одним из факторов, благодаря которому стало возможным применение полимеров в потокоотклоняющих технологиях и его модификациях является их свойство при кон-

такте с пористой средой снижать ее проницаемость (фактор остаточного сопротивления). Причем практически любое изменение свойств пластовой, полимерной систем и скорости фильтрации приводит к изменению величины фактора остаточного сопротивления и показателей эффективности применения полимеров в различных процессах нефтедобычи. Следовательно, без изучения механизма формирования фактора остаточного сопротивления и его влияния на коэффициент извлечения нефти невозможно повышение эффективности разработки нефтяных залежей полимерами.

2.3. Ограничение водопритоков в нефтяные скважины растворами химических композиций

В настоящее время, как отмечалось выше, для решения проблемы повышения эффективности разработки нефтяных залежей заводнением, применяется большое число технологий, направленных на регулирование фильтрационных потоков и повышение охвата залежи. В условиях неоднородных обводненных пластов широкое применение получили потокоотклоняющие технологии основанные на закачке в пласт различных химических композиций. Высокоэффективными являются технологии воздействия на основе применения осадкогелеобразующих систем (ОГОС) [113, 114, 138, 166, и т.д.]. Причем независимо от целей для каких предназначены ОГОС-ы в их состав, как правило, обязательно входит тот или иной полимер [2, 4, 24, 34, 48, 57, 98, 99, 100, 104, 110, 111, 126, 129, 137, 138, 143, 161, 166, 176, 188 и т.д.].

Физико-химическая сущность применения ОГОС заключается в том, что при контакте компонентов (полимер, осадкообразующий реагент и т.д.), входящих в них, между собой, породой пласта и щелочно-земельными металлами пластовых и закачиваемых минерализованных вод в результате химических реакций в пласте образуется осадок, приводящий к блокированию водопродвижающих каналов [11, 24, 50, 57, 103, 161, 181]. Кроме того, как отмечается в

работах [95, 112, 129], во-первых, эффективность применения ОГЭС существенно повышается благодаря присутствию полимера, обладающего флокулирующими свойствами и позволяющего связывать отдельные образующиеся в пласте дисперсные частицы между собой и породой пласта и тем самым еще более повысить эффект изоляции. Во-вторых, наличие в составе ОГЭС или в пластовых водах щелочно-земельных металлов приводит к сшивке полимера, образованию коллоидальных дисперсных гелей (гелевых пучков [114]), которые благодаря своей объемной структуре более плотно закупоривают водопроводящие каналы [76, 98, 103, 112, 114, 181]. В третьих, наличие полимера в системе придает ей, как правило, неньютоновские свойства, что дает возможность регулировать ее реофизические свойства с помощью технологических параметров [95, 114, 129, 149, 181]. Несмотря на то, что метод обработки скважин ОГЭС обоснован теоретически и экспериментально, а его эффективность доказана многими промысловыми испытаниями все же масштаб его применения в Республике пока невелик. Объясняется это, по-видимому, тем, что наряду с экономическими выгодными испытаниями были и нерентабельные. Неудачи, как показывает анализ, были вызваны многими причинами: неправильный выбор скважин и технологий ее обработки, несовершенство технологии и т.д.

Как отмечено выше, применение ОГЭС основано на закупоривании водонасыщенных интервалов осадками, образующимися в пласте в результате смешения изолирующего реагента с осадкообразователем и солями минерализованных пластовых вод. Однако осадок образуется лишь в зоне смешения реагентов между собой и с пластовой водой. В результате очень часто объем получаемого осадка бывает недостаточен для закупоривания водонасыщенных интервалов.

Авторы [101] также указывают, что одна из причин низкой эффективности применения осадкообразующих составов, состоящих с одной стороны из растворов солей кальция, магния, железа, а с другой стороны из

растворов гидроокиси натрия, силиката натрия, сульфата натрия, с целью изоляции обводнившихся прослоев является размер частиц, образующихся при смешении компонентов входящих в состав.

В работах [103, 110] были проведены теоретические и лабораторные исследования с целью получения зависимости для определения необходимых объемов закачки водоизолирующих материалов в ПЗС, определения области и условия применения с учетом их физико-химических свойств, коллекторских свойств пластов и гидродинамических условий обводнения скважин. Исследования выполнены для двух вариантов – для обводненного пласта, не разделенного непроницаемыми перемычками (подошвенная вода), и для случая поступления воды из пласта-обводнителя.

Для случая ограничения притока подошвенной воды в пласте, не разделенного непроницаемыми перемычками, задача решена в приближенной постановке.

Расчетная модель представляет собой радиальную область пласта радиусом R_k , вскрытого совершенной скважиной r_c . Часть мощности h рассматриваемого пласта полностью обводнена, т.е. приток нефти из нее равен 0. По зависимости, приведенной в [83], проведены оценочные расчеты продолжительности безводного периода и накопленного объема нефти после проведения изоляционных работ при радиусе изолированной зоны - 15, 20, 25, 50, 100 м.

Полученные результаты, которые позволяют оценить периоды безводной эксплуатации скважины в зависимости от депрессий после осуществления изоляционных работ, приведены на рис. 8.

Как видно рис. 8, время безводной эксплуатации скважин после проведения изоляционных работ существенно зависит от радиуса изолированной зоны.

Так, если при радиусе водоизолированной зоны 15 м безводный период эксплуатации длится 12-50 сут, а при 25 м – от 28 до 100 сут, то при радиусах изоляции от 50 до 100 м безводная эксплуатация может длиться годами. Следовательно, для обеспечения продолжительного периода безводной эксплуатации

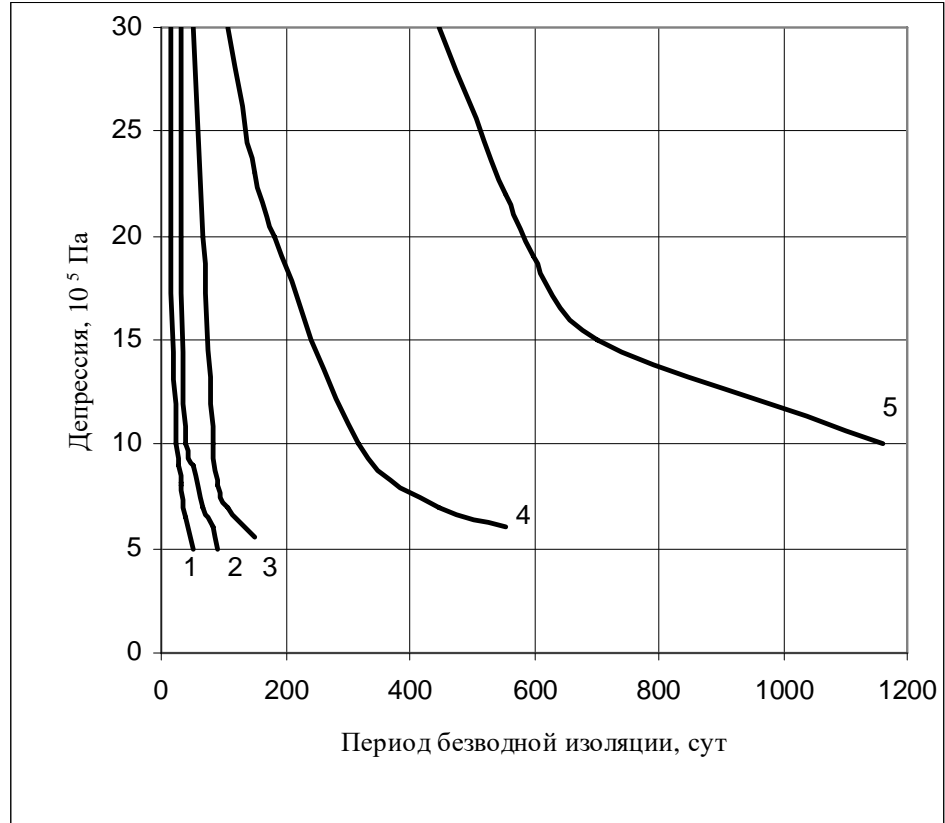


Рис. 8. (по [110]) Периоды безводной эксплуатации после проведения изоляционных работ в зависимости от депрессий при радиусах изоляции, м: 1-15; 2-20; 3-25; 4-50; 5-100.

изоляция следует осуществлять в радиусе 50 м и более. При радиусах водоизоляционного экрана меньших мощности изолируемого пласта, обводненная продукция, по-видимому, должна поступать в скважину уже в период ее освоения после проведения изоляционных работ.

На основании полученных данных авторы [103, 110] делают вывод о том, что недостаточная эффективность изоляции с помощью легко фильтрующихся в ПЗС составов объясняется малыми объемами (до 20 м³) закачки водоизолирующих материалов в ПЗС. При таких объемах радиусы изоляции обычно не превышают 5 м, поэтому обводнение происходит уже в период освоения скважины.

Для случая изоляции вод из пластов-обводнителей, отличающихся величинами пластовых давлений от продуцирующих пластов, был использован прием, когда для компенсации разности пластовых давлений и сокращения притока воды из пласта-обводнителя в нем создают гидродинамическую “подушку”.

Для этого случая на основании работы Мирзаджанзаде А.Х. [84] получено обобщенное уравнение распределения давления в зоне дренажа скважины, в ПЗС которой на определенном расстоянии образован водоизолирующий экран:

$$\Delta P = P_K - P_C = \frac{\mu_1 Q \ln \frac{R_K}{r_u}}{2\pi k_1 h} + \frac{\mu_2 Q \ln \frac{r_u}{r_c}}{2\pi k_2 h} + G(r_u - r_c), \quad (3)$$

где $\Delta P = P_K - P_C$ - перепад давления между контуром питания и скважиной;

μ_1, μ_2 - вязкости пластовой жидкости и водоизолирующего материала соответственно;

k_1, k_2 - проницаемость пласта до и после изоляции;

r_c, r_u, R_K - радиус скважины, зоны изоляции и контура питания соответственно;

G - градиент давления, обусловленный напряжением сдвига вязкопластичной жидкости.

В уравнении (3) первый член характеризует сопротивления в зоне притока от контура питания до зоны, содержащей водоизолирующий материал, второй член – сопротивление в зоне водоизолирующего материала, обусловленного вязкостными свойствами материала и снижением проницаемости, третий – сопротивления в зоне изоляции, обусловленные вязкопластичными свойствами водоизолирующего материала.

Анализ уравнения (3) позволил выявить влияние некоторых свойств водоизолирующих материалов на эффективность водоизоляции.

Например, при использовании в качестве водоизолирующего материала вязких жидкостей, не обладающих свойством снижать проницаемость зоны изоляции до нуля и не являющимися псевдопластичными, полностью устранить водоприток невозможно. В этом случае возможно временное сокращение доли воды в объеме добываемой жидкости. На рис. 9 приводятся зависимости в виде кривых $\frac{Q_{из}}{Q_{нач}} = f(\mu, r_u)$, где $Q_{нач}$ - приток жидкости до обработки, а $Q_{из}$ - после ограничения, рассчитанные по уравнению (3), которые характеризуют темпы снижения притока жидкости в скважину в зависимости от величины радиуса изоляции и вязкости изолирующего материала. Как видно из рис. 9, заметное снижение притока из пласта-обводнителя, если в его призабойную зону закачана вязкая жидкость, наблюдается до радиуса закачки 5-10 м.

Поддубным Ю.А., Сазоновой В.М., Сидоровым И.А., Усачевым П.М. в [110] приводятся результаты изучения эффективности изоляции водопритоков осадкообразующими составами. Осадкообразующими составами являлись химические реагенты (хлорное железо и аммиак, сернокислая медь и едкий натрий) и сополимеры (сополимеры метас и гипан), а также модель хлоркальциевой воды девонских отложений. В результате изучения процесса осадкообразования в пористой среде авторами было получено:

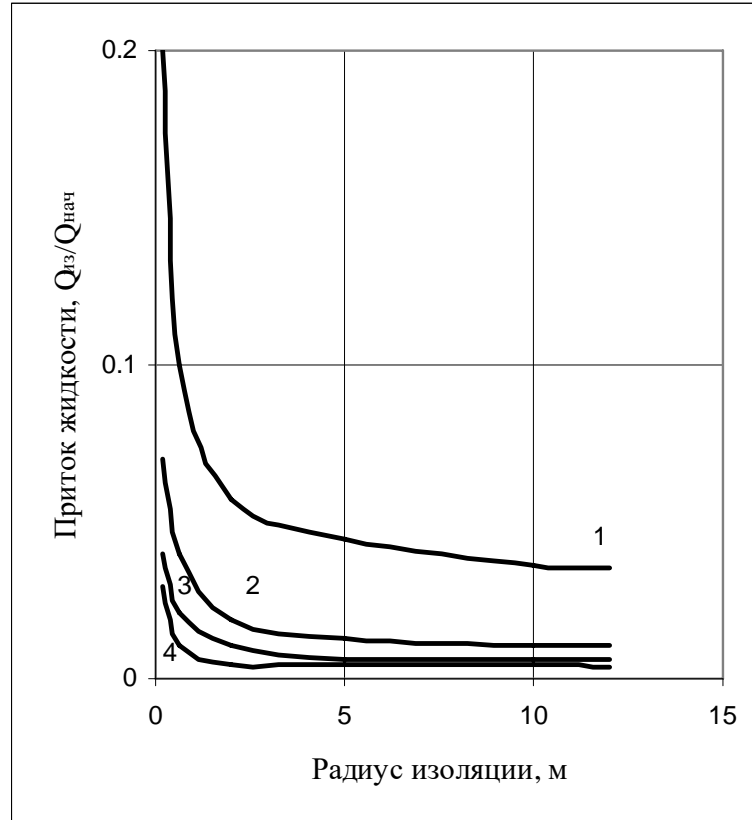


Рис.9. (по [110]) Зависимость притока жидкости от радиуса изоляции при вязкости реагента, мПа·с: 1-50; 2-150; 3-300; 4-500

1. Величина зоны смешения по глубине составляет 16-18 % от длины зоны, обработанной реагентом, и не зависит от того обрабатывалась ли пористая среда химическими реагентами или сополимерами.

2. При обработке однородных по проницаемости пористых сред как химическими реагентами, так и сополимерами характер распределения осадка по длине образца идентичен. Имеются зоны максимального скопления осадка: на торце образца со стороны закачки реагента и на контакте двух жидкостей, закачанной и оттесненной. Однако заполнение пор осадком в случае обработки пористой среды сополимерами было большим и составляло примерно 3% от объема пор, по сравнению с 1% - при обработке пористой среды химическими реагентами.

3. Установлено заметное влияние на изменение фильтрационных характеристик пористых сред природы реагента. Так, при взаимодействии хлорного железа и аммиака с пластовой водой проницаемость снижена на 67 %, сополимера – до 64 %. Однако во всех опытах при обратной фильтрации вымывались реагенты и продукты их взаимодействия, причем, количество вымытого реагента достигало 50 % от закачанного объема.

Баранов Ю.А., Маликов М.А., Нигматуллин И.Г., Чугунов С.В. [95], базируясь на изучении механизма обводнения скважин закачиваемой водой при монолитном строении пласта, для решения проблемы повышения эффективности изоляции водопритоков предлагают создавать в пласте протяженный фронтальный заслон на основе применения двухстадийной технологии, заключающейся в закачке в пласт первоначально полимерно-коллоидной системы с последующим закреплением ее полимерной дисперсно-наполненной системой.

Авторы работы [105] также с целью повышения эффективности ограничения водопритоков при закачке в скважину полиэлектролитных комплексов (ПЭК) указывают на необходимость проведения их последовательной многопорционной закачки для создания в призабойной зоне скважины протяженных гидроизолирующих экранов.

Корабельниковым А.И. и Ягафаровым А.К. [63] рассмотрены и проанализированы факторы, наиболее значительно влияющие на эффективность ремонтно-изоляционных работ (РИР) с использованием «бесподходной» технологии, которая осуществляется без привлечения бригады капитального ремонта скважин (КРС). Технология предусматривает закачку вязкоупругих составов (ВУС) на основе ПАА, сшивателей (бихромат калия, хромкальциевые квасцы и др.) и специальных добавок (лигносульфат, древесная мука и др.)

Проведенный анализ позволил авторам прийти к ряду выводов, которые имеют значение не только при применении данной технологии.

1. В скважинах обводняющихся закачиваемой водой (минерализация ее ниже, чем минерализация пластовой воды), технологическая эффективность работ по ограничению притоков выше, чем в скважинах обводнившихся пластовой водой. Объясняется это тем, что в состав закачиваемого раствора входит ПАА, свойства которого находятся в прямой зависимости от минерализации пластовой жидкости.

2. С улучшением коллекторских свойств пласта эффективность применения вышеуказанной технологии изоляции водопритокков снижается, что связано со степенью выработанности нефти из пластов с разными коллекторскими свойствами. Высокопроницаемые прослойки, как правило, вырабатываются интенсивнее.

3. Оптимальный удельный расход ВУС составляет 8-10 м³/м эффективной толщины.

4. Превышение давления нагнетания селективных составов над давлением раскрытия трещин снижает эффективность работ по «бесподходной» изоляции водопритокков, так как действие на прискважинную зону пласта приобретает неуправляемый характер.

Таким образом, анализ рассмотренных работ показал, что одним из эффективных и перспективных методов обработки ПЗС является метод, основанный на применении ОГЭС, физико-химическая сущность которого заклю-

чается в том, что при контакте компонентов (полимер, осадкообразующий реагент и т.д.), входящих в них, между собой, породой пласта и щелочно-земельными металлами пластовых и закачиваемых минерализованных вод в результате химических реакций в пласте образуется осадок, приводящий к блокированию водопроводящих каналов. Причем практически любое изменение свойств пластовой и закачиваемой (ОГОС) в ПЗС систем приводит к изменению показателей эффективности ограничения водопритоков ОГОС. Однако механизм процесса экранообразования для ОГОС и влияния на него различных параметров еще недостаточно изучен и требуют более глубокого дальнейшего исследования. С другой стороны, проведение каждой обработки ПЗС с целью ограничения водопритоков должно быть увязано с соответствующей геолого-физической ситуацией, характерной для обрабатываемой скважины. В связи с этим необходимо разработать подход к оценке эффективности применяемого ОГОС в различных геолого-физических условиях характерных для каждой конкретной обрабатываемой скважины.

Глава 3. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ПОЛИМЕРНЫМИ РАСТВОРАМИ

При проведении ремонтно-изоляционных работ в нефтегазодобывающих скважинах основной задачей является изоляция водопритоков при сохранении притока нефти из пласта. Очевидно, что с этой точки зрения наиболее целесообразным является применение полимеров, благодаря их свойству оказывать селективное сопротивление движению воды в пористой среде без заметного снижения фазовой проницаемости для нефти [76,112]. Снижение водопроницаемости при применении полимерных растворов достигается за счет образования на путях водопритока изолирующего экрана в результате взаимодействия полимера с пластовой водой или с закачиваемыми совместно с ним осадкообразующими химическими реагентами. Другим большим достоинством полимеров, привлекающим к ним внимание как к материалу для изоляции водопритоков, является возможность регулирования их физико-химических свойств в широких пределах, а именно, реологических и фильтрационных характеристик (фактор сопротивления - R [206]), степени закупорки водопроводящих каналов (фактор остаточного сопротивления - $R_{ост}$ [208]). Причем, как отмечается в ряде работ [34, 76, 110, 112 и т.д.], для повышения эффективности ограничения водопритоков полимерными растворами наряду с повышением степени ограничения водопритоков необходимо также стремиться к увеличению геометрических размеров водоизолирующих экранов, образованию их в водонасыщенной части пласта.

Большинство исследований механизма образования фактора остаточного сопротивления выполнены на однородных пористых средах. В то же время известно, что в основном продуктивные коллектора представлены послойно-неоднородными по проницаемости пластами и при закачке полимера в такие пласты он распространяется неравномерно, продвигаясь на максимальное расстояние по наиболее проницаемому пропластку. Поэтому при последующем

движение воды по обработанному полимером слоистому пласту в более проницаемом пропластке $R_{ост}$ будет проявляться в большей степени и продвижение воды в нем будет тормозиться сильнее, чем в малопроницаемом слое. В результате вода будет перетекать в малопроницаемый слой повышая коэффициент охвата пласта воздействием и коэффициент извлечения нефти (КИН). Однако чрезмерное повышение $R_{ост}$ в высокопроницаемом слое может привести к усиленному перетоку воды в малопроницаемый слой, его быстрому обводнению, исключению из разработки неохваченных заводнением участков пласта и снижению как текущего, так и конечного КИН.

Известно, что одним из факторов повышающим эффективность обработок ПЗС полимерами является правильно выбранное местоположение водоизолирующего экрана в ПЗС и его размер [21, 34, 122].

В работах [83, 112, 173] показано, что при наблюдаемых на практике скоростях продвижения водонефтяного контакта скорости сдвига реализуемые в пласте находятся в диапазоне $0,1-1 \text{ с}^{-1}$. Следовательно, пластовые флюиды движутся в ПЗС в диапазоне скоростей сдвига от некоторой максимальной у стенки скважины до одной из минимальных, находящейся в вышеуказанной области пластовых скоростей сдвига. Причем, одним из факторов, определяющим и максимальную и минимальную скорость сдвига, и расстояние между ними в ПЗС для каждой конкретной скважины, является депрессия на пласт.

Анализ экспериментальных исследований и промысловых данных показал, что очень часто одной из причин невысокой эффективности обработок ПЗС полимерными растворами являются низкие водоизолирующие свойства полимерного экрана. Одной из возможностей их повышения является либо совместная закачка полимера и осадкообразующего реагента (соли) в ПЗС, либо предварительная обработка ПЗС осадкообразующим реагентом, а затем закачка полимера.

Как видно, ограничение водопритоков полимерными растворами будет определяться совокупностью их физико-химических свойств, свойств

пластовой воды и коллекторских свойств обрабатываемого пласта. Поэтому для эффективной обработки ПЗС необходимо целенаправленное изучение механизма ограничения водопритоков полимерными растворами, что даст возможность оценить основные факторы влияющие на процесс образования водоизолирующего экрана в ПЗС и корректировать их для конкретных геолого-физических условий.

3.1 Реологические и фильтрационные характеристики растворов полимеров

Как показывает практика ремонтно-изоляционных работ [34, 98, 112 и т. д.], одно из требований к полимерным растворам, обеспечивающее успешность обработок ПЗС, является их селективная фильтруемость в нефтеводонасыщенную пористую среду. Известно [21, 34], что наиболее благоприятные условия селективной фильтрации растворов полимеров в нефтеводонасыщенную пористую среду будут при выполнении условия:

$$\frac{\mu_{p.n}}{\mu_n} < 1, \quad (4)$$

$\mu_{p.n}$, μ_n - соответственно, вязкость раствора полимера, нефти.

Другим важным требованием, определяющим успешность обработки ПЗС полимерными растворами, является давление их закачки в пласт.

Анализ теоретических работ по изучению свойств полимерных растворов и по применению их в нефтедобыче показал, что полимерные растворы относятся к неньютоновским системам [11, 14, 15, 21, 22, 24, 25, 34, 55, 58, 67, 76, 90, 92, 104, 112, 114, 123, 125, 141, 149, 150, 161, 163, 172, 174, 180 и т. д.]. Поэтому для проведения успешной обработки ПЗС полимерными растворами необходимо изучение реологических характеристик полимерных растворов в вискозиметрическом истечении и при их фильтрации через пористые среды.

3.1.1. Реологические характеристики растворов полимеров при сдвиговой и объемной деформациях

Растворы полимеров при закачке в ПЗ как в стволе скважины, так и в пористой среде подвергаются сдвиговой и объемной деформациям. Влияние сдвиговой деформации на реологические характеристики полимерных растворов изучалось на ротационных вискозиметрах Реотест 2.1 и Low Shear –30 [58, 149, 150]. В ротационном вискозиметре Реотест 2.1 реализуется система Сирле-Куэтта, в Low Shear –30 система Куэтта. Вискозиметры Реотест 2.1 и Low Shear –30 работают соответственно в диапазоне скоростей сдвига $0,15-1310$ и $17,4 \cdot 10^{-3}-0,128 \cdot 10^3 \text{ с}^{-1}$. Измерительные устройства обоих вискозиметров оборудованы термостатирующими банями, которые подключены к жидкостному циркуляционному термостату, что позволяет работать на вискозиметре Реотест 2.1 и Low Shear –30 соответственно в диапазоне температур $20-90 \text{ }^{\circ}\text{C}$ и $20-60 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

Растворителями при приготовлении растворов служили дистиллированная, пресная, морская, пластовая и сборная пластовая вода месторождений Биби-Эйбат, Балаханы-Сабунчи-Раманы и Гюнешли. Химическая характеристика растворителей представлена в табл.11

На ротационном вискозиметре Реотест 2.1 были проведены исследования влияния температуры, концентрации и типа растворителя на реологические характеристики растворов иономера «Л», а на Low Shear –30 - растворов ПАА. Во всех случаях при проведении исследований использовался 5% гель иономера марки Л –50/2,0. Концентрация ПАА и иономера «Л» в растворах изменялась соответственно 0,025 до 0,5 % и от 0,15 до 2,5 %, а температуры от 20-90 $^{\circ}\text{C}$. Полученные на ротационных вискозиметрах зависимости напряжения сдвига (τ) от скорости сдвига ($\dot{\gamma}$) показаны на рис. 10–13 в виде серии реологических кривых, построенных для исходного продукта иономера “Л” с концентрацией 5% и водных растворов иономера ”Л” с концентрацией 0,03-2,5% и

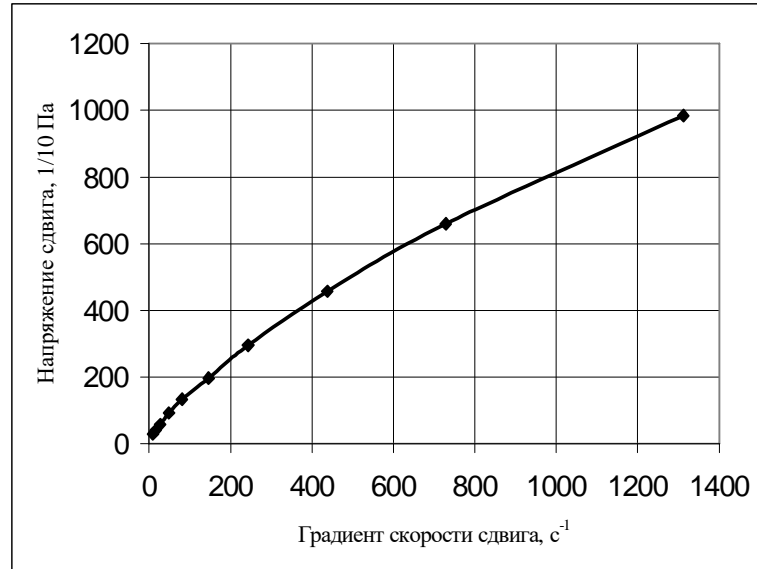


Рис. 10 Зависимость напряжения сдвига от градиента скорости сдвига для исходного продукта с содержанием иономера "Л" 5 %

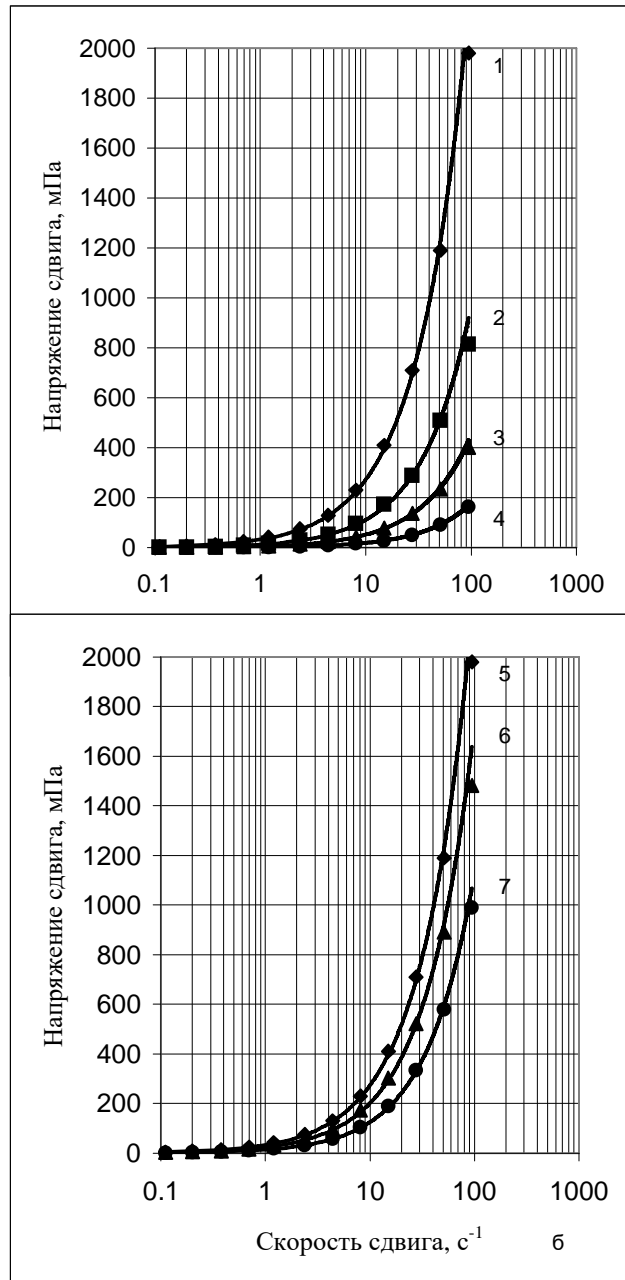


Рис.11. Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига для растворов ПАА на пресной воде при температуре 20 °С и различных концентрациях полимера в растворе (а) и для раствора ПАА концентрацией 0,5% при различных температурах (б):
 концентрация, % : кр.1- 0,5; кр. 2- 0,25; кр.3 - 0,1; кр.4 - 0,025
 температура, °С: кр.5-20; кр.6-40; кр.7-60.

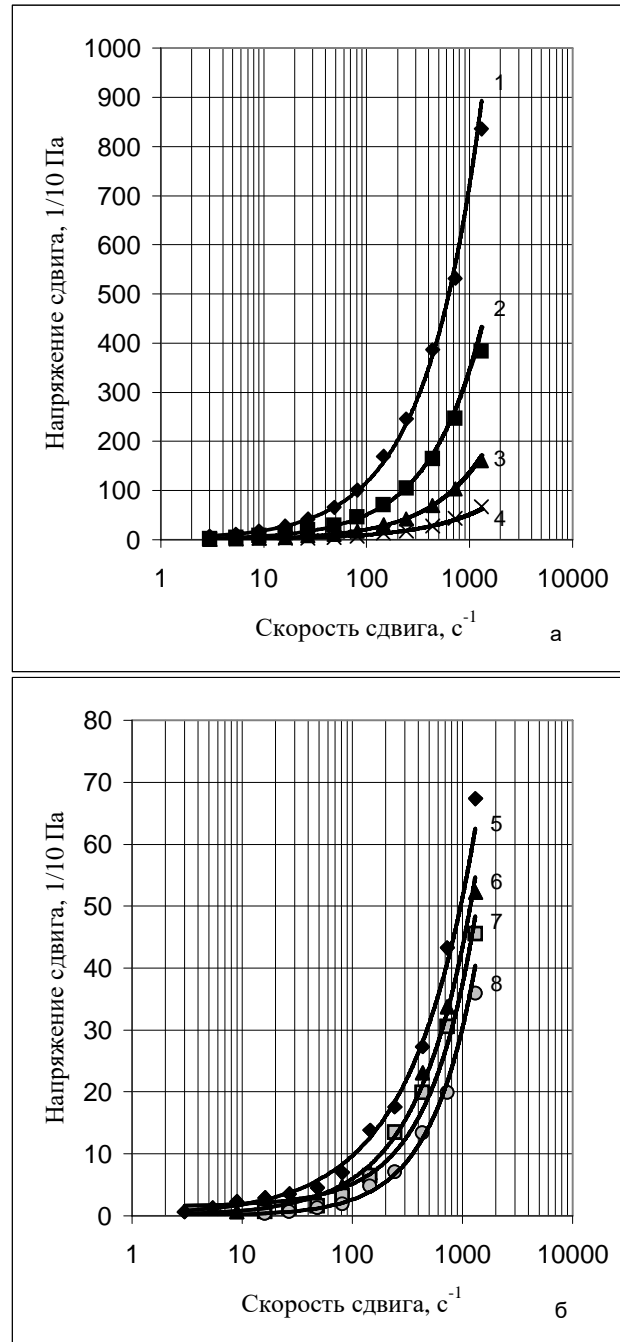


Рис.12. Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига для растворов иономера "Л" на пресной воде при температуре 20 °С и различных концентрациях полимера в растворе (а) и для раствора иономера "Л" концентрацией 0,3% при различных температурах (б): концентрация,% : кр.1- 2,5; кр. 2- 1,25; кр.3 - 0,5; кр.4 - 0,3 температура, °С: кр.5-20; кр.6-50; кр.7-70; кр. 8 -90.

Таблица 11
Химический состав растворителей

Вода	Плотность, кг/м ³	Соленость, ‰	Химический состав, мг-экв							Общая минерализация, мг-экв
			Cl ⁻	SO ²⁻ ₄	HCO ⁻ ₃	CO ₃	НК ⁻	Ca ²⁺ + Mg ²⁺ +	Na ⁺ + K ⁺	
Пресная	1002	0,4	0,49	0,19	0,64	-	-	0,49	0,83	2,64
Морская	1009	1,5	15,3	6,25	0,32	-	-	7,19	14,68	43,74
Пластовая мест. Биби-Эй-бат	1012	1,8	18,6	-	8,7	-	-	2,0	25,3	54,6
Пластовая мест. Балаханы-Сабунчи-Раманы	1021	3	36,96	0,53	1,92	-	0,4	2,87	36,94	79,62
Пластовая мест. Гюнешли	1025	3,69	249,6	19,5	118,5	13,7	14,01	4,6	419,04	846,88

растворов ПАА концентрацией 0,025 – 0,5%, приготовленных на дистиллированной и пресной воде, из которых видно, что характер их течения определяется концентрацией полимера в растворе и температурой. Обработка полученных кривых течения дала возможность рассчитать эффективную вязкость (μ_e), а обработка этих же зависимостей согласно степенного закона Оствальда-Де Вале (Рейнер, 1965[124]):

$$\tau = K \cdot \dot{\gamma}^n, \quad (5)$$

τ – касательное напряжение, 1/10 Па; K – коэффициент консистенности, Па·сⁿ;
 γ - градиент скорости сдвига, с⁻¹; n – показатель течения, определить характер течения, исследуемых полимеров.

Реологические характеристики растворов ПАА и иономера «Л» в зависимости от температуры и концентрации представлены в табл. 12, 13, а μ , на рис. 13, 14, 15.

Таблица 12

Реологические константы раствора ПАА на пресной воде в зависимости от концентрации и температуры

Температура, °С	Концентрация, %									
	0,5		0,25		0,1		0,05		0,025	
		n		n		n		n		n
25	0,328	0,9232	0,183	0,9377	0,06	0,9386	0,038	0,9399	0,02	0,9664
30	0,305	0,9270	0,121	0,9464	0,057	0,9476	0,031	0,9633	0,019	0,9737
40	0,231	0,9356	0,093	0,9523	0,045	0,9480	0,026	0,9648	0,016	0,9792
50	0,209	0,9559	0,081	0,9596	0,039	0,9617	0,022	0,9611	0,013	0,9783
60	0,135	0,9627	0,05	0,9635	0,031	0,9634	0,018	0,9732	0,011	0,9763

Таблица 13

Реологические константы раствора иономера «Л» на пресной воде в зависимости от концентрации и температуры

Температура, °С	Концентрация, %							
	2,5		1,25		0,5		0,3	
		n		n		n		n
20	3,07	0,7893	1,9	0,7878	1,5	0,7666	0,61	0,8085
30	2,73	0,7898	1,72	0,7851	1,01	0,7516	0,59	0,8161
40	2,65	0,7736	1,54	0,7686	0,98	0,7826	0,091	0,8948
50	2	0,7933	1,29	0,7772	0,58	0,7873	0,058	0,9218
60	1,74	0,7903	1,18	0,7711	0,56	0,7915	0,053	0,9384
70	1,56	0,7932	0,84	0,8050	0,47	0,8017	0,047	0,9470
80	1,53	0,7805	0,85	0,8167	0,34	0,7915	0,022	1,0000
90	1,16	0,8174	0,62	0,8797	0,28	0,8450	0,021	1,0000

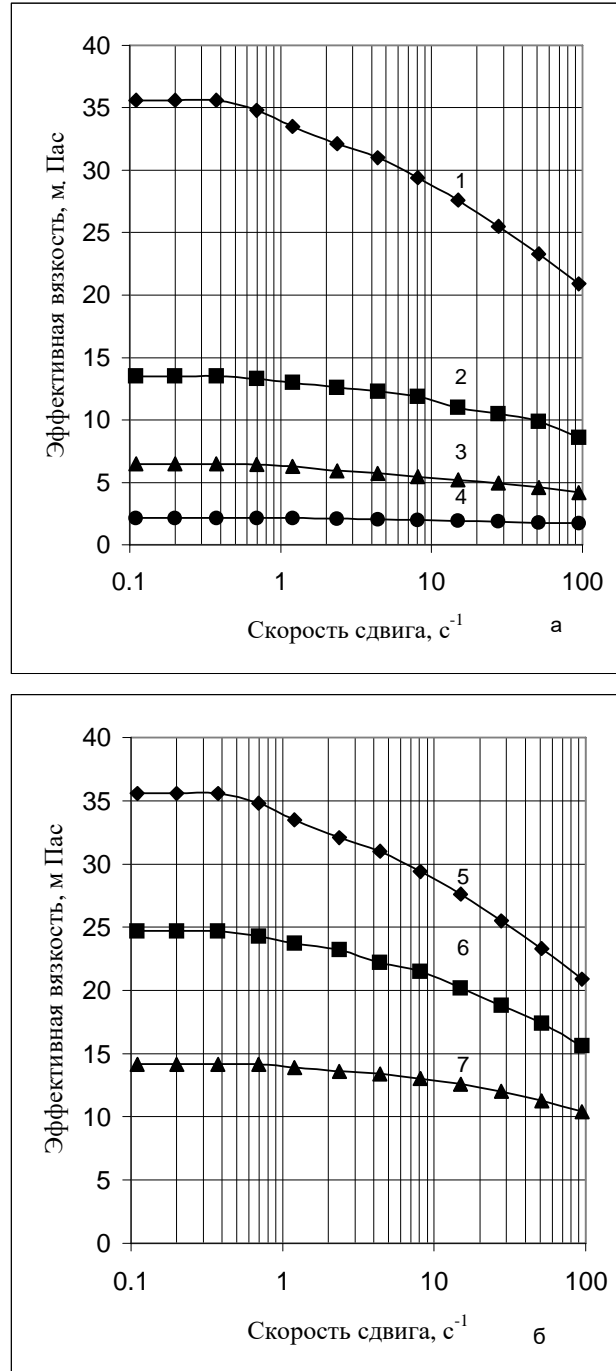


Рис.13. Зависимость эффективной вязкости растворов ПАА на пресной воде от скорости сдвига при температуре 20 °С при различных концентрациях полимера в растворе (а) и концентрацией 0,5 % при различных температурах (б): концентрация,% : кр.1- 0,5; кр. 2- 0,25; кр.3 - 0,1; кр.4 - 0, 025 температура, 0С: кр.5-25; кр.6-40; кр.7-60

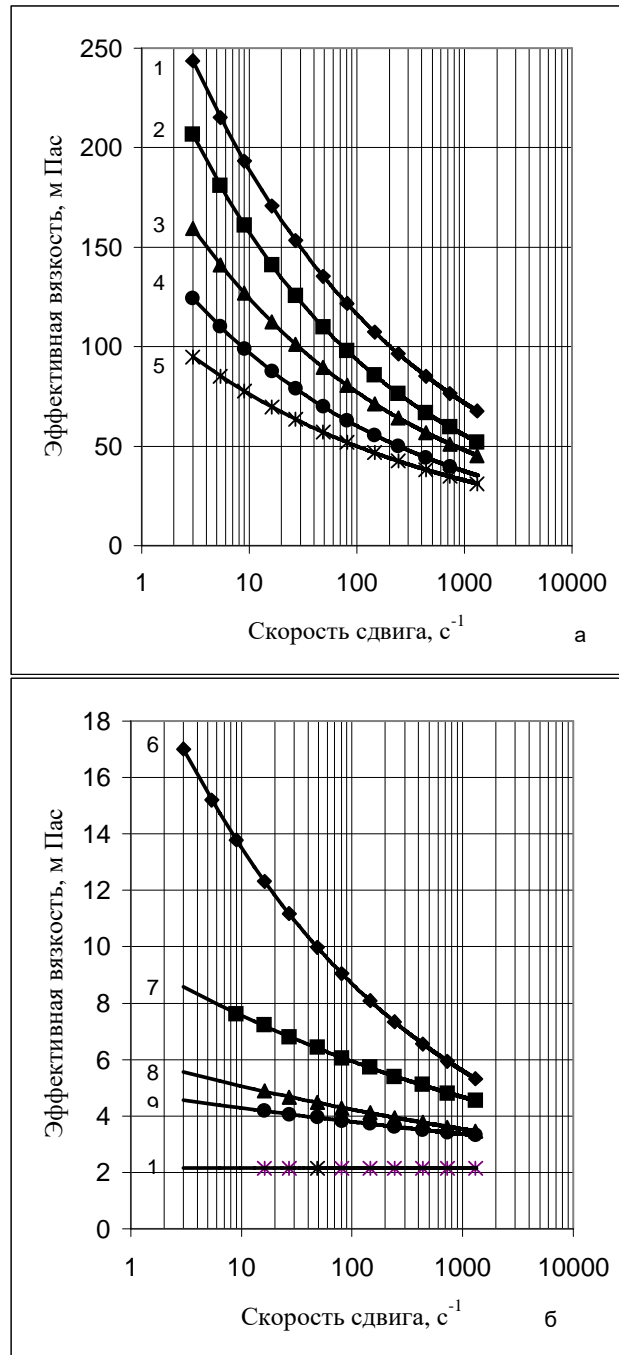


Рис.14. Зависимость эффективной вязкости раствора иономера "Л" на пресной воде концентрацией 2,5 (а) и 0,3 (б) % от скорости сдвига при температурах, °С: 1,6 - 20; 2,7- 40; 3,8-50; 4,9-70; 5,10-90.

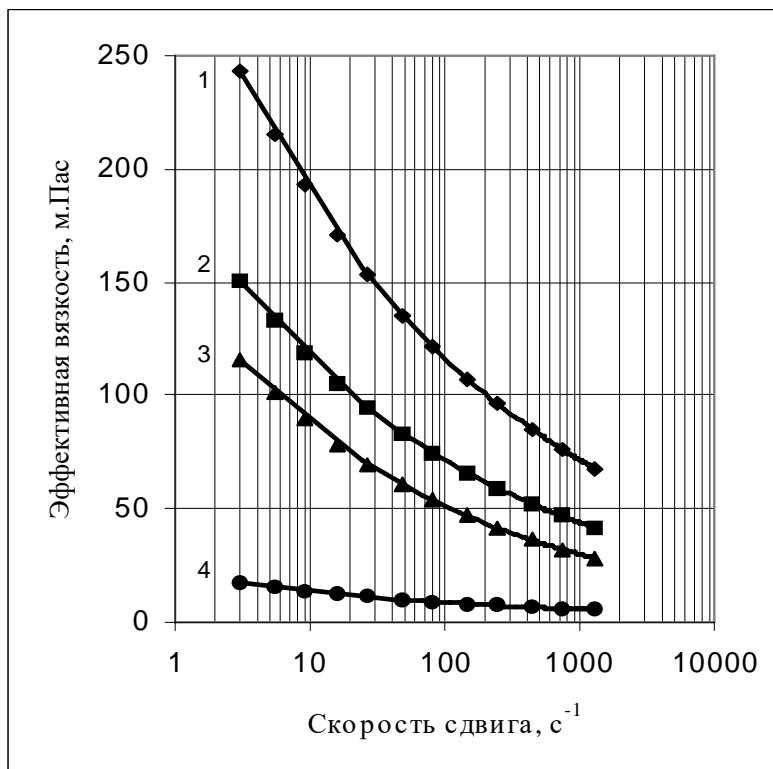


Рис.15. Зависимость эффективной вязкости раствора иономера "Л" на пресной воде от скорости сдвига при температуре 20 °С и различных концентрациях, %: 1-2,5; 2- 1,25; 3-0,05; 4- 0,3.

Анализ данных, представленных в таблице 12, 13, показал, что растворы ПАА и иономера «Л» в рассматриваемом диапазоне концентраций и температур проявляют псевдопластические свойства ($n < 1$). С увеличением температуры и уменьшением концентрации полимера псевдопластические свойства растворов ослабляются и они по своим реологическим характеристикам приближаются к ньютоновским жидкостям, а в некоторых случаях наблюдается переход в ньютоновские жидкости. Рост температуры и уменьшение концентрации полимера в растворе приводит к уменьшению коэффициента консистенции.

Как видно из рис. 13, 14, 15, где показаны зависимости μ_s растворов ПАА и иономера «Л» на пресной воде от скорости сдвига при различных концентрациях полимера в растворе и температурах, с уменьшением концентрации полимера в растворе и увеличением температуры, μ_s растворов ПАА и иономера «Л» с увеличением скорости сдвига, температуры и уменьшением концентрации полимера в растворе снижается.

На ротационном вискозиметре Реотест 2.1 при температуре 30 °С исследовано также влияние типа растворителя на реологические характеристики растворов ПАА и иономера «Л». Как видно из результатов исследований сведенных в табл. 14, растворы иономера «Л», ПАА при всех рассмотренных концентрациях (0,3-2,5 %) в водах различной минерализации ведут себя как псевдопластические жидкости. Причем, с увеличением концентрации полимера и минерализации растворителя в растворе наблюдается тенденция в усилении псевдопластических свойств и уменьшении коэффициента консистенции.

Влияние минерализации растворителя и концентрации иономера «Л» в растворе на μ_s при скорости сдвига $16,2 \text{ c}^{-1}$ приведено на рис. 16, из которого видно, что с увеличением концентрации полимера в растворе не зависимо от типа растворителя μ_s растет. Увеличение минерализации растворителя при постоянной концентрации иономера «Л» в растворе приводит к снижению μ_s (ср. кр.1 с кр.2 и кр.3 рис. 16).

Таблица. 14

Зависимость характера течения растворов ПАА и иономера “Л” от типа растворителя и концентрации полимера

Полимер	Тип растворителя	Концентрация полимера, %							
		0,3		0,5		1,25		2,5	
		Реологические константы							
		k	n	k	n	k	n	k	n
Иономер “Л”	Пресная	0,59	0,8161	1,01	0,7516	1,72	0,7851	2,73	0,7898
	морская	0,36	0,7610	0,8	0,7661	1,46	0,7772	2,96	0,7531
	пластовая мест. Гюнешли	0,17	0,8187	0,58	0,7826	1,13	0,7493	2,46	0,7968
ПАА	Пресная	0,12	0,9464	0,305	0,9270	5,76	0,8977	12,73	0,7340
	морская	0,09	0,9043	0,25	0,8601	3,47	0,7959	9,88	0,5271
	пластовая мест. Гюнешли	0,09	0,9256	0,22	0,8947	1,83	0,7900	6,88	0,5990

Для полного описания реологических свойств растворов ПАА необходимо определение не только касательных (τ), но и нормальных (σ) напряжений. Нормальные напряжения рассчитаны по данным вискозиметрических измерений. Расчет нормальных напряжений и времени релаксации нормальных напряжений проведен по методике, предложенной в [67, 92, 112]. Основой методики расчета является существование связи между двумя эффектами, присущими полимерным системам, - появление аномалии вязкости и возникновение нормальных напряжений [25]. Имея зависимость μ_s от скорости сдвига, можно определить величину коэффициента нормальных напряжений ξ_0 [25, 67]:

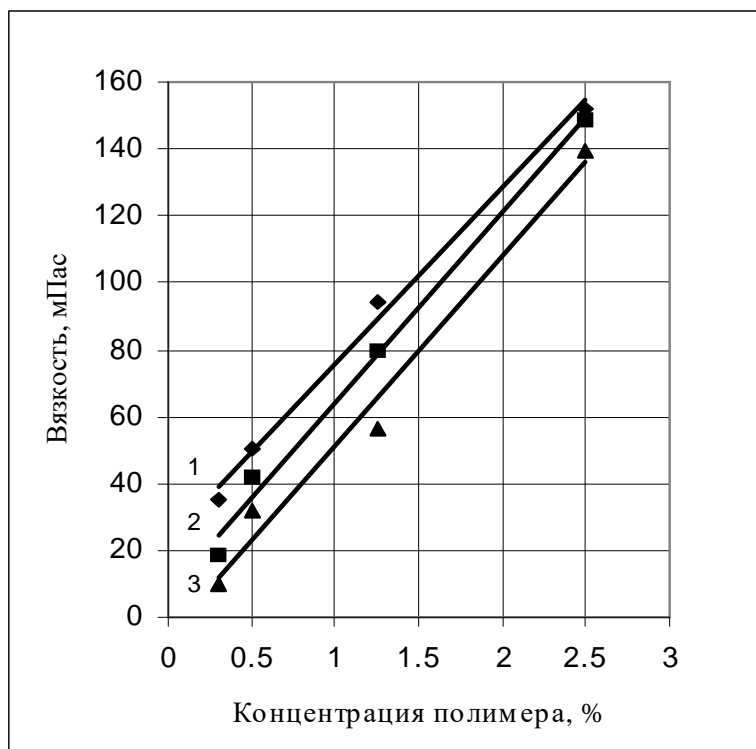


Рис.16. Зависимость эффективной вязкости растворов иономера "Л" при скорости сдвига $16,2 \text{ с}^{-1}$ от концентрации полимера в пресной (кр.1), морской (кр.2) и пластовой (кр.3) воде

$$\xi_0 = 0,36 \frac{\mu_0}{B}, \quad (6)$$

где μ_0 - наибольшая ньютоновская вязкость, мПа·с

B - скорость сдвига, отвечающая началу области аномально-вязкого течения, с⁻¹.

Вычислив ξ_0 и зная зависимость μ_s от скорости сдвига определяется коэффициент нормальных напряжений:

$$\xi(\dot{\gamma}) = \xi_0 \left(\frac{\mu}{\mu_0} \right)^2 \quad (7)$$

Величина нормальных напряжений $\sigma(\dot{\gamma})$ вычисляется по формуле:

$$\sigma(\dot{\gamma}) = 2\xi(\dot{\gamma})^2 = 2\xi_0 \left(\frac{\mu}{\mu_0} \right)^2 \dot{\gamma}^2 \quad (8)$$

Зная зависимость μ_s от скорости сдвига и определив $\xi(\dot{\gamma})$ можно вычислить характерное время релаксации нормальных напряжений:

$$t_{\text{rel}} = \frac{\xi(\dot{\gamma})}{\mu(\dot{\gamma})} \quad (9)$$

Результаты расчетов касательных, нормальных напряжений и времени релаксации для растворов ПАА молекулярной массой $1,35 \cdot 10^6$ концентрацией 0,025; 0,05; 0,1; 0,25; 0,5% при температурах 25-60 °С приведены на рис. 17-19.

Как видно из рис. 17-19 касательные и нормальные напряжения, являющиеся соответственно мерой вязкостных и упругих деформаций, возникающих в растворах ПАА, с увеличением температуры и уменьшением концентрации полимера в растворе уменьшаются, а следовательно уменьшаются вязкостные и упругие свойства растворов ПАА.

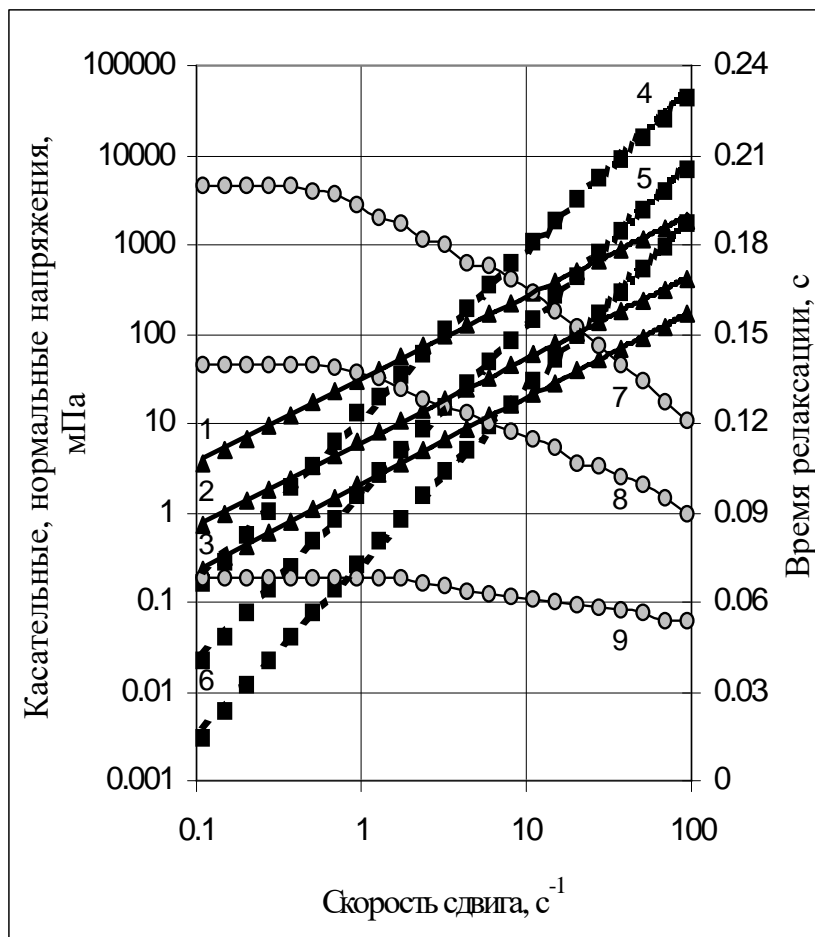


Рис.17. Зависимость касательных (кр. 1,2,3,) , нормальных напряжений (кр. 4,5,6,) и времени релаксации нормальных напряжений (кр.7,8,9) растворов ПАА на пресной воде при температуре 25°C от скорости сдвига при концентрациях ПАА, %: 0,5 - кр.1,4,7 ; 0,1 - кр.2,5,8 ; 0,025 - кр.3,6,9

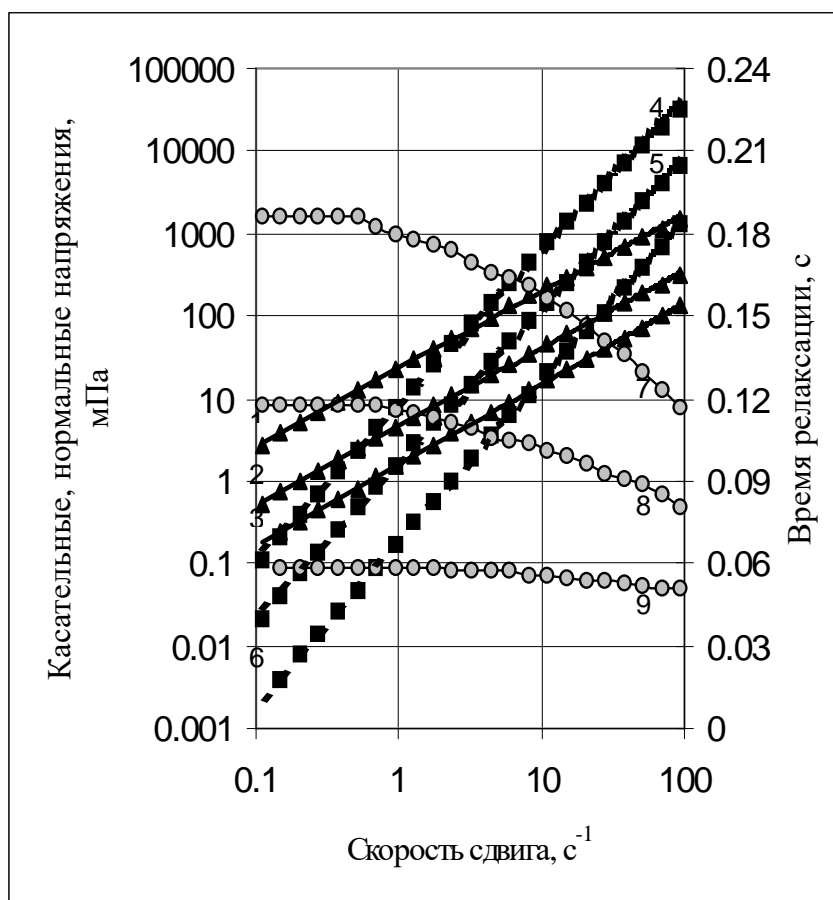


Рис.18. Зависимость касательных (кр. 1,2,3,) нормальных напряжений (кр. 4,5,6,) и времени релаксации нормальных напряжений (кр.7,8,9) растворов ПАА на пресной воде при температуре 40 °С от скорости сдвига при концентрациях ПАА,%: 0,5 - кр.1,4,7 ; 0,1 - кр.2,5,8 ; 0,025 - кр.3,6,9

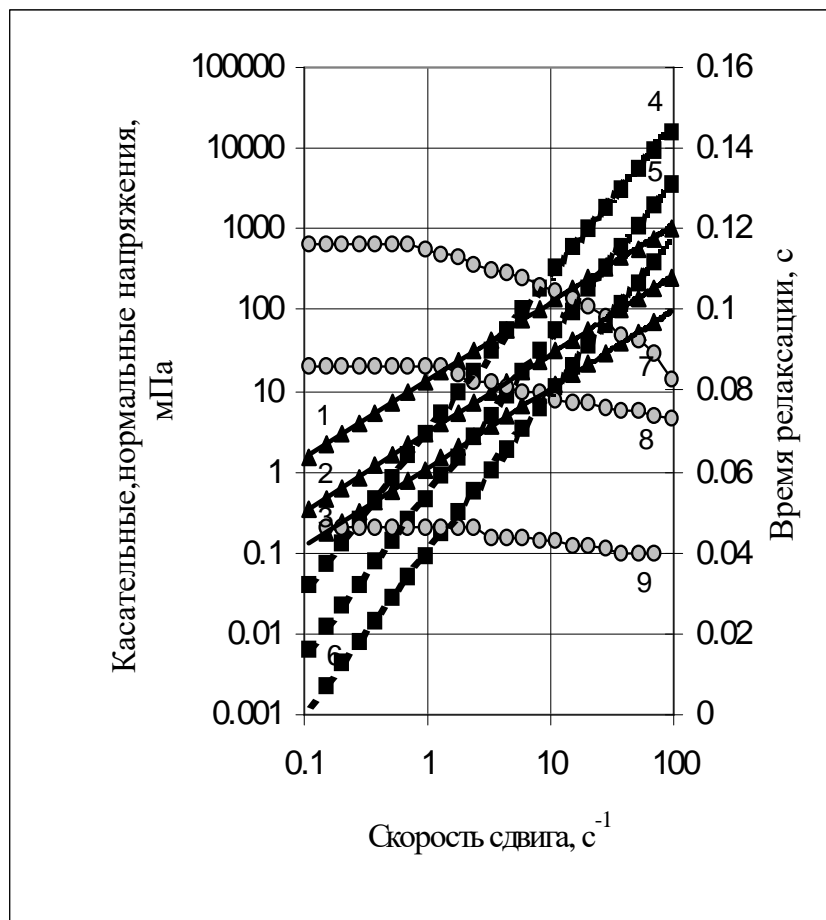


Рис.19. Зависимость касательных (кр. 1,2,3,) нормальных напряжений (кр. 4,5,6,) и времени релаксации нормальных напряжений (кр.7,8,9) растворов ПАА на пресной воде при температуре 60 °С от скорости сдвига при концентрациях ПАА,%: 0,5 - кр.1,4,7 ; 0,1 - кр.2,5,8 ; 0,025 - кр.3,6,9

Из рис. 17-19 также видно, что в области малых значений скоростей сдвига в связи с тем, что нормальные напряжения значительно меньше касательных, вязкостные свойства раствора полимера преобладают над упругими. По мере увеличения скорости сдвига увеличиваются как касательные, так и нормальные напряжения, но темп роста нормальных напряжений выше ($\tau \sim \dot{\gamma}$, $\sigma \sim \dot{\gamma}^2$) и при некоторых значениях $\dot{\gamma}$ нормальные напряжения становятся равными, а потом и большими, чем касательные напряжения, что приводит к усилению упругих свойств растворов ПАА. Поэтому очень показательной является величина скорости сдвига, при которой $\tau = \sigma$ и после которой можно ожидать проявление упругих свойств раствора ПАА (табл. 2.5).

Таблица 15

Зависимость скорости сдвига, соответствующей равенству нормальных и касательных напряжений, от концентрации растворов ПАА и температуры

Концентрация, %	Температура, °С		
	25	40	60
	Скорость сдвига, с ⁻¹		
0,5	2,3	3	5
0,1	4	5	6,3
0,025	7	9	10,9

Как видно из рис. 17-19, табл. 15 равенство $\tau = \sigma$ выполняется для каждой концентрации при одних и тех же значениях напряжений для всех исследованных температур, в то время как скорость сдвига, при которой это равенство наблюдается, с увеличением температуры и уменьшением концентрации полимера в растворе смещается в сторону все больших значений.

Следовательно, с увеличением температуры и уменьшением концентрации полимера в растворе проявление упругих свойств раствора ПАА следует ожидать при все больших скоростях сдвига.

Еще одним из параметров, по которому косвенно можно судить о вязкоупругих свойствах раствора ПАА, является время релаксации нормальных напряжений (t_{rel}). Как видно из рис. 17-19 с увеличением скорости сдвига, температуры и уменьшением концентрации полимера в растворе время релаксации нормальных напряжений для растворов ПАА уменьшается. Таким образом, и этот показатель говорит о уменьшении вязкоупругих свойств растворов ПАА и их неравновесности с увеличением скорости сдвига, температуры и уменьшением концентрации полимера в растворе.

Исследования влияния объемной деформации на реологические характеристики растворов ПАА концентрацией 0,05 и 0,25 % проводилось в бомбе высокого давления объемом $1,08 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3$ при температурах 30, 50, 70, 90 °С давлениях 0,6; 1; 2,5; 4 МПа [22]. Перед проведением опыта бомба при помощи жидкостного термостата прогревалась до необходимой температуры и заполнялась под вакуумом раствором ПАА той же температуры. После этого в бомбе создавалось необходимое давление, изменение которого во времени регистрировалось образцовым манометром. Опыт прекращался, когда изменение давления во времени практически не наблюдалось.

В качестве критерия, характеризующего свойства растворов ПАА в условиях объемной деформации, было принято время релаксации напряжений. Для оценки времени релаксации напряжений была использована реологическая модель Пойтинга – Томсона [55, 124], представляющая собой жесткое параллельное соединение тела Гука и тела Максвелла. Полимерная система, описываемая данной моделью будет сочетать в себе свойства мгновенной и задержанной упругости. Исходя из выбранной модели, уравнение релаксации напряжений запишется в следующем виде:

$$P = P_{\infty} + (P_0 - P_{\infty}) \exp\left(-\frac{t}{t_{p.o}}\right), \quad (10)$$

где P - текущее давление в процессе опыта, МПа;

P_0 - давление в начале опыта, МПа;

P_{∞} - давление в конце опыта, МПа;

t - текущее время в процессе опыта, с;

$t_{p.o}$ - время релаксации напряжений при объемной деформации, с.

Все опытные данные были обработаны в координатах $\ln \frac{(P_0 - P_{\infty})}{(P - P_{\infty})}$, t методом наименьших квадратов, где по углу наклона прямой можно вычислить время релаксации напряжений раствора ПАА.

Результаты проведенных исследований показаны на рис. 20, из которого видно, что время релаксации при объемной деформации зависит от концентрации полимера в растворе, начального приложенного давления и температуры. Например, растворы с большей концентрацией ПАА (0,25 %) при одной и той же температуре и приложенном давлении имеют большее время релаксации, чем растворы ПАА с меньшей концентрацией полимера (0,05%) (ср. кр.1,2,3,4 с кр.5,6,7,8 рис.20). С увеличением приложенного давления с 0,6 до 4 МПа для всех рассмотренных концентраций полимера в растворе и температур время релаксации напряжений снижается (ср. кр.4 с кр.3,2,1 и кр.8 с кр 7,6,5). Снижается оно и с увеличением температуры от 30 до 90 °С независимо от приложенного давления и концентрации полимера в растворе.

Полученные в опытах изменения времени релаксации напряжений, а следовательно и вязкоупругих свойств растворов ПАА, под действием температуры могут быть объяснены следующими причинами [25, 163]. Как известно, в полимерных растворах образуются упорядоченные надмолекулярные структуры и релаксационные явления объясняются взаимной передислокацией компонентов этой структуры, стремящейся занять более выгодное в энергетическом

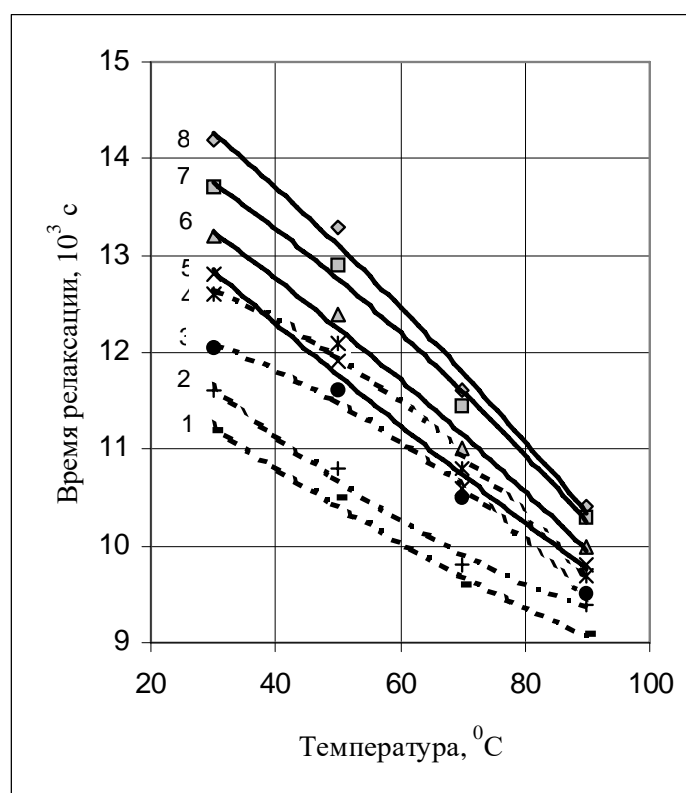


Рис. 20. Зависимость времени релаксации растворов ПАА в пресной воде при объемной деформации от температуры: концентрация ПАА 0,05 %, МПа: 1-4; 2-2,5; 3-1; 4-0,6 концентрация ПАА 0,25 %, МПа: 5-4 ;6-2,5; 7-1; 8-0,6

отношении положение под действием приложенных сил. В покое в полимерных растворах эти структуры образуются и разрушаются под действием теплового движения молекул так, что при постоянной температуре устанавливается термодинамическое равновесие. При повышении температуры вследствие ускорения теплового движения молекул и их образований убыстряется процесс разрушения и образования структур, они становятся менее стабильными. Поэтому при приложении давления происходит ускорение передислокации, что приводит как к уменьшению влияния приложенного давления и концентрации на время релаксации, так и уменьшение самого времени релаксации и вязкоупругих свойств полимерных растворов.

3.1.2 Экспериментальная установка и методика проведения опытов

Для проведения лабораторных исследований, представленных в работе, была собрана экспериментальная установка, схема которой приведена на рис 21. Экспериментальная установка состоит из следующих узлов: модели пласта (1) (линейной однородной или слоисто-неоднородной в зависимости от задач исследований), заключенной в кожух с электрообогревом (2), емкости для газированной нефти (3), емкостей для нефти (4) и жидкости (5), жидкостного (6) и вакуумного насосов (7), газового баллона с редуктором (8), разделителя (9), газового счетчика (10) и мерных цилиндров (11). Узлы установки соединены между собой нержавеющей трубками и снабжены вентилями высокого давления.

Однородная линейная модель пласта представляет собой стальную трубу с приваренными с обоих концов фланцами, которые в свою очередь закрываются съемными фланцами. На съемных фланцах установлены вентили, позволяющие подсоединять модель к установке.

Выбор длины модели пласта, при которой устранялось бы влияние концевых эффектов и стабилизированной зоны на показатели извлечения нефти

был проведен в соответствии с рекомендациями о приближенном моделировании процесса извлечения нефти водой [184, 185] из выражений:

$$L = \frac{\pi_2}{\pi_1} \sqrt{km} \quad ; \quad (11) \quad \Delta p = \frac{1}{\pi_1} \frac{\sigma \sqrt{m}}{\sqrt{k}}, \quad (12)$$

где k - проницаемость, мкм²; m - пористость; σ - межфазное натяжение на границе нефть-дистиллированная вода, мН/м; π_1, π_2 - безразмерные параметры.

В работах [184, 185] показано, что при значениях $\pi_1 \leq 0,5$ и $\pi_2 \geq 0,5 \cdot 10^6$ процесс извлечения нефти водой в однородной пористой среде мало зависит от величин этих параметров, т.е. возможно приближенное моделирование, когда в опытах необязательно соблюдать натурные значения параметров π_1 и π_2 , а достаточно выдержать их в указанных пределах. Знание численных значений π_1 и π_2 позволяет определить минимальную длину модели пласта и минимально допустимый перепад давления, при которых устранялось бы влияние концевых эффектов и стабилизированной зоны. При значениях проницаемости пористой среды 1,2-1,4 мкм², пористости 0,265 и величине межфазного натяжения на границе нефть - дистиллированная вода 24 мН/м, при которых были проведены эксперименты, длина модели пласта должна быть $L = 0,56-0,61$ м, а минимально допустимый перепад $\Delta p = 0,021-0,022$ МПа. Эксперименты проводились на модели длиной 0,75 м, что превышает требуемую при данных параметрах пористой среды длину модели пласта.

Размеры послойно-неоднородной по проницаемости модели пласта были определены согласно работе [128], в которой показано, что фронт вытеснения несмешивающихся жидкостей в гидрофильной слоистой пористой среде перемещается устойчиво, независимо от относительного положения пропластков, при величине безразмерных параметров

$$\pi_0 = \frac{\sigma \cos \theta}{\Delta \gamma H \sqrt{\frac{k_{cp}}{m_{cp}}}} > 4; \quad (13) \quad \pi_1 = \frac{\sigma \sqrt{k_2} \cos \theta}{v \mu_H h_2 m_{cpY}} > 4 \quad (14)$$

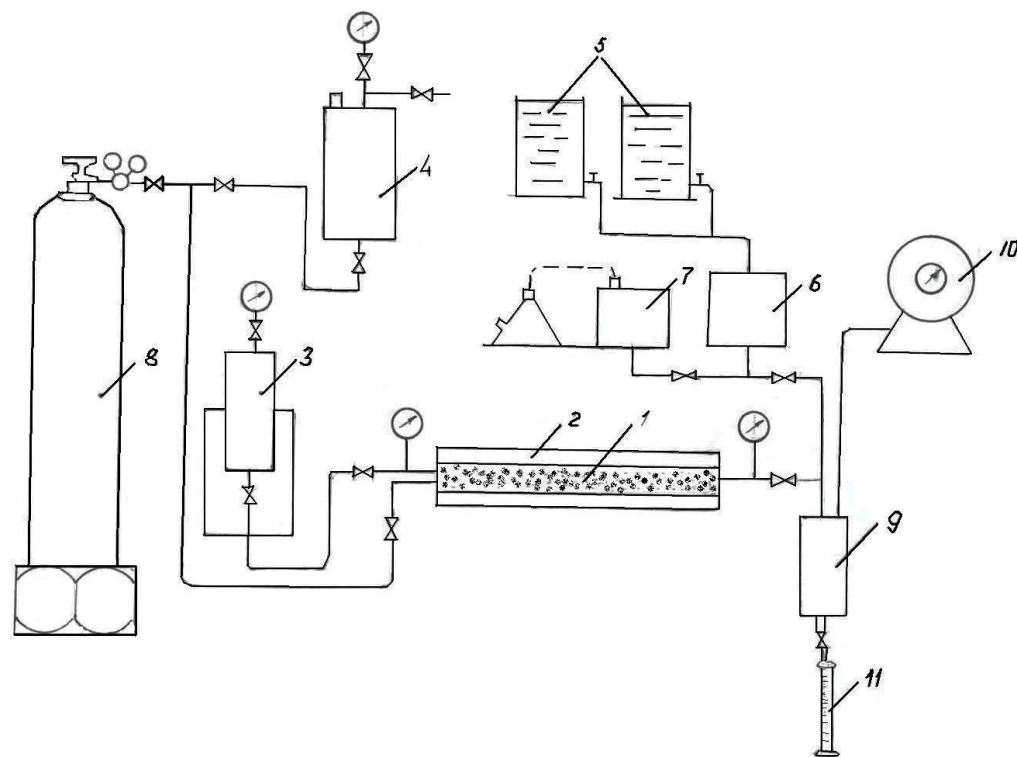


Рис.21. Схема экспериментальной установки
 модель пласта (1) (линейной однородной или послойно-неоднородной по проницаемости в зависимости от задач исследований), кожух с электрообогревом (2), емкость для газированной нефти (3), емкости для нефти (4) и жидкости (5), жидкостной (6) и вакуумный насосы (7), газовый баллон с редуктором (8), разделитель (9), газовый счетчик (10), мерный цилиндр (11).

в широком диапазоне значений безразмерных параметров - $k_1/k_2 = 2,4 - 60$;
 $h_1/h_2 = 0,18 - 5$; $L/h_2 = 4 - 167$; $\mu_0 = \mu_H/\mu_B = 1 - 94$, где h_1, h_2 - мощности пропластков с проницаемостями k_1, k_2 ; L - длина модели пласта; H - мощность пласта; μ_H, μ_B - вязкости нефти и воды; σ - межфазное натяжение; $\Delta\gamma$ - разность плотностей воды и нефти; v - средняя истинная скорость фильтрации; θ - угол смачивания; k_{cp}, m_{cp} - средние проницаемость и пористость пласта. Отношение вязкости нефти к вязкости воды при этом не сказывается заметно на выравнивание фронта закачиваемой воды.

Расчеты, проведенные для параметров созданной слоистой модели пласта, $L=1$ м; $H=0,128$ м; $h_1=h_2=0,064$ м; $k_1=4,6$ мкм²; $k_2=1,8$ мкм²; $k_{cp}=3,2$ мкм²; $m_{cp}=0,265$ и физико-химических свойствах используемой нефти и воды $\sigma=24$ мН/м; $\cos\theta=1$; $\mu_H=18$ мПа·с; $\Delta\gamma=131$ кг/м³, показали, что при вышеуказанных параметрах $\pi_0=4,2$, а при средней действительной скорости фильтрации 5, 10, 20 м/год π_1 равно соответственно 66,5; 33,2 и 16,6. Как видно, полученные значения безразмерных параметров выше требуемых, в связи с чем созданная модель слоисто-неоднородного пласта длиной 1 м, мощностью 0,128 м и шириной 0,022 м была использована для проведения экспериментов.

Эксперименты по изучению физико-химических закономерностей формирования фактора остаточного сопротивления, влияния различных параметров на процесс экранообразования с применением ОГЭС проводились в следующей последовательности. Модель пласта однородная или слоисто-неоднородная, вакуумировалась, а затем под вакуумом насыщалась водой. После этого определялась проницаемость пористой среды по воде при нескольких перепадах давления. Эксперименты во всех случаях проводились в изотермических условиях. Постоянная, необходимая температура пласта поддерживалась при помощи электрообогревателя. Затем в модель пласта в зависимости от задач исследования или со стороны линии нагнетания или

отбора при определенном перепаде давления закачивался полимерный раствор или ОГЭС и модель пласта выдерживалась в покое 24 часа. После этого в модель пласта вновь закачивалась вода при том же перепаде давления, что и полимерный раствор или ОГЭС и при заданном перепаде давления, в режиме установившейся фильтрации определялась проницаемость пористой среды, обработанной полимерным раствором или ОГЭС. Фактор остаточного сопротивления ($R_{ост}$) определялся, согласно работы [208], по формуле 2.

При изучении фильтрационных характеристик ОГЭС, после фильтрации через пористую среду воды, производилась их фильтрация при различных перепадах давления. Причем процесс фильтрации ОГЭС согласно [68] начинали с наибольшего перепада давления. Переход от одного перепада давления к другому как для воды, так и для ОГЭС происходил после выхода процесса на установившийся режим фильтрации. Фильтрационные характеристики ОГЭС оценивали по изменению фактора сопротивления (R) от скорости фильтрации, от проницаемости и т.д. Фактор сопротивления определяли согласно [206] по формуле (1).

При изучении физико-химических закономерностей влияния фактора остаточного сопротивления на эффективность разработки нефтяных пластов при обработке их полимерными растворами пористая среда после насыщения ее водой насыщалась углеводородной жидкостью. Остаточная вода в пористой среде рассчитывалась по разнице объемов первоначально насыщенной и вытесненной нефтью воды.

Затем в зависимости от задач исследования изучались различные варианты разработки послойно-неоднородного пласта по проницаемости с гидродинамически связанными пропластками (ГСП) заводнением при обработке пористой среды полимерным раствором.

Закачку оторочки раствора полимера производили в момент поступления первой капли воды из модели, т.е. с начала водного периода извлечения, а изоляцию водопритоков (обработку пористой среды полимерным раствором),

когда в продукции вытеснения объемы нефти и воды были равными, т.е. при 50 % обводненности продукции.

Конец безводного и начало водного коэффициентов извлечения нефти (КИН) из пористой среды определялись визуально появлением воды в продукции пласта. Коэффициент извлечения нефти в безводном и водном периодах определялся как отношение объема извлеченной нефти в безводном и водном периодах в объеме пор, насыщенному нефтью до начала процесса извлечения нефти. Все опыты по определению КИН завершались при 98-99%-ной обводненности отбираемой из пласта продукции.

В качестве модели пористой среды в опытах использован молотый кварцевый песок. Необходимые проницаемости пористой среды создавались соответствующими фракциями кварцевого песка, получаемыми путем помола его на шаровой мельнице.

Все эксперименты на модели послойно-неоднородного пласта по проницаемости с гидродинамически связанными пропластками (ГСП) проводились при таком расположении пропластков, когда высокопроницаемый пропласток находился над малопроницаемым, т.е. в условиях наибольшего проявления гравитационных сил.

С целью получения достоверных результатов все опыты повторялись. Количество необходимых и достаточных опытов в каждом конкретном случае устанавливалось с помощью процедуры последовательного анализа Вальда [81]. В связи с этим, все представленные в работе опытные данные являются средними арифметическими 4-7 наблюдений.

3.1.3. Фильтрационные характеристики растворов полимеров

С целью изучения особенностей поведения полимерных растворов при их движении через пористые среды были проведены экспериментальные исследования на линейных моделях пласта. В качестве критерия, характеризующего

реологическое поведение растворов ПАА концентрацией 0,025; 0,05% при их фильтрации через пористые среды проницаемостью 0,3; 0,9; 2 мкм² при температурах 25, 40, 60 °С был принят фактор сопротивления R (1). С целью сопоставления данных фильтрации растворов ПАА через пористые среды с вискозиметрическими данными, все эксперименты по фильтрации были проведены при средних скоростях сдвига, соответствующих вискозиметрическим 0,11-94,5 с⁻¹.

Среднюю скорость сдвига в пористой среде, а также диаметр слагающих ее частиц определяли по формулам [194, 201]:

$$\dot{\gamma} = \frac{3n+1}{4n} \frac{12(1-m)v}{D_p m^2}, \quad (15)$$

где n - показатель течения,

m - пористость,

v - скорость фильтрации, м/с,

D_p - диаметр частицы пористой среды, м

Диаметр частицы

$$D_p = \frac{1-m}{m} \sqrt{150k/m}, \quad (16)$$

где k - проницаемость пористой среды, мкм².

При сопоставлении вискозиметрических и фильтрационных данных были использованы величина скорости сдвига, при которой нормальные и касательные напряжения равны $\tau = \sigma$ (табл.15).

Полученные данные представлены на рис. 22-24 в виде кривых зависимостей R от скорости фильтрации v и скорости сдвига $\dot{\gamma}$.

Как видно из рис. 22-24, растворы ПАА в зависимости от реализуемой в пористой среде скорости фильтрации проявляют различный характер течения (псевдопластический, ньютоновский, дилатантный). Если сопоставить фильтрационные характеристики растворов ПАА с их реологическими характеристиками, полученными на вискозиметре (рис. 13, 17-19), то видно, что все

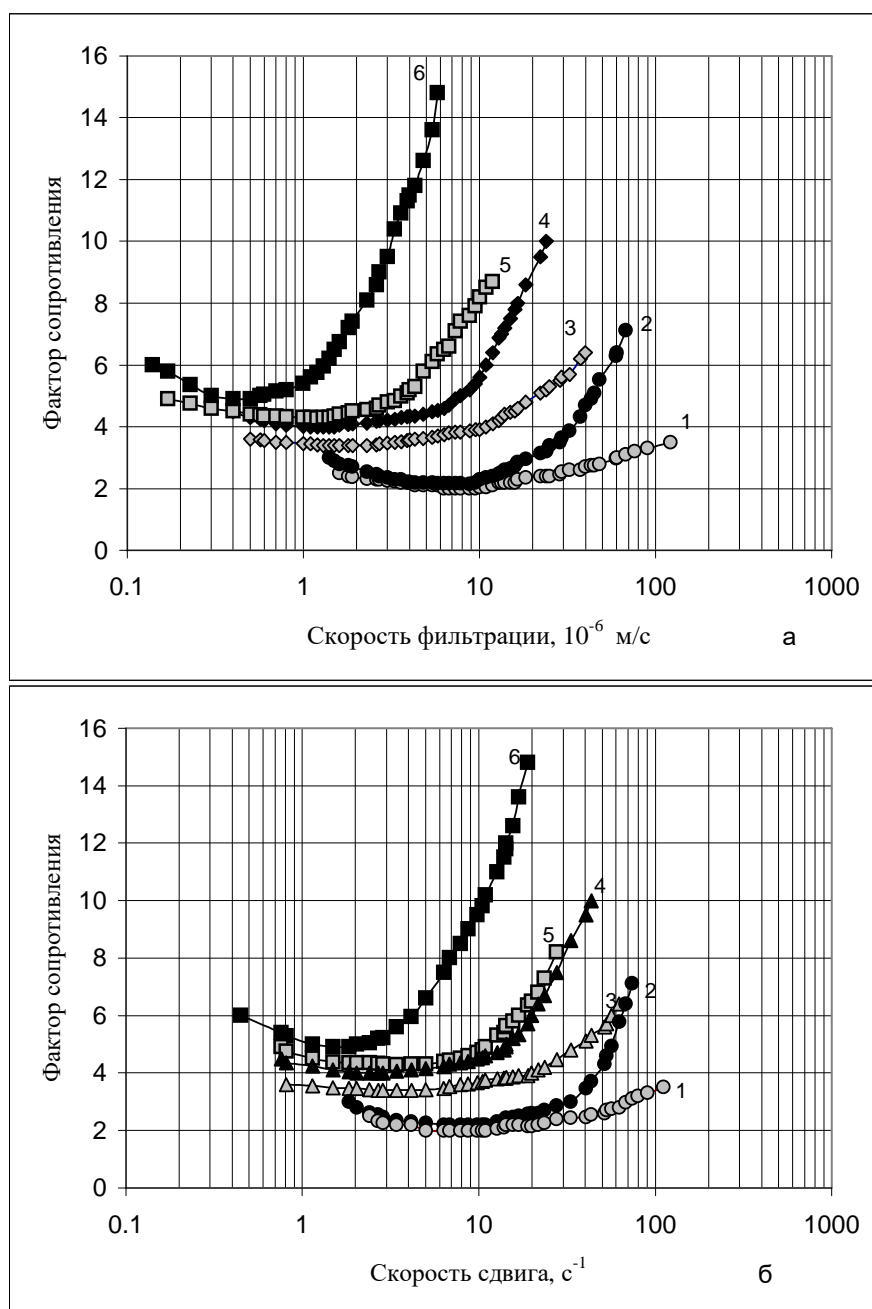


Рис. 21. Зависимость фактора сопротивления от скорости фильтрации (а) и скорости сдвига (б) для растворов ПАА концентрацией 0,025% (кр 1,3,5) и 0,05% (кр. 2,4,6) при температуре 25 0С в пористых средах проницаемостью, $\mu\text{км}^2$: 2 - кр.1,2; 0,9 - кр.3,4; 0,3 - кр. 5,6

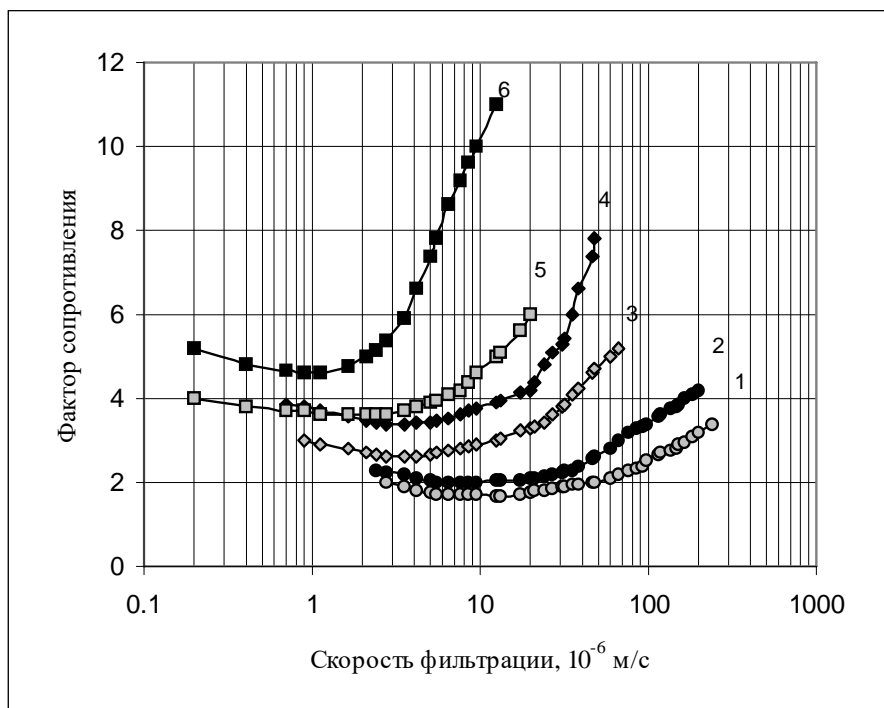


Рис. 22. Зависимость фактора сопротивления от скорости фильтрации для растворов ПАА концентрацией 0,025% (кр. 1,3,5) и 0,05% (кр. 2,4,6) при температуре 40 0С в пористых средах проницаемостью, мкм^2 :
 2 - кр.1,2; 0,9 - кр.3,4; 0,3 - кр. 5,6

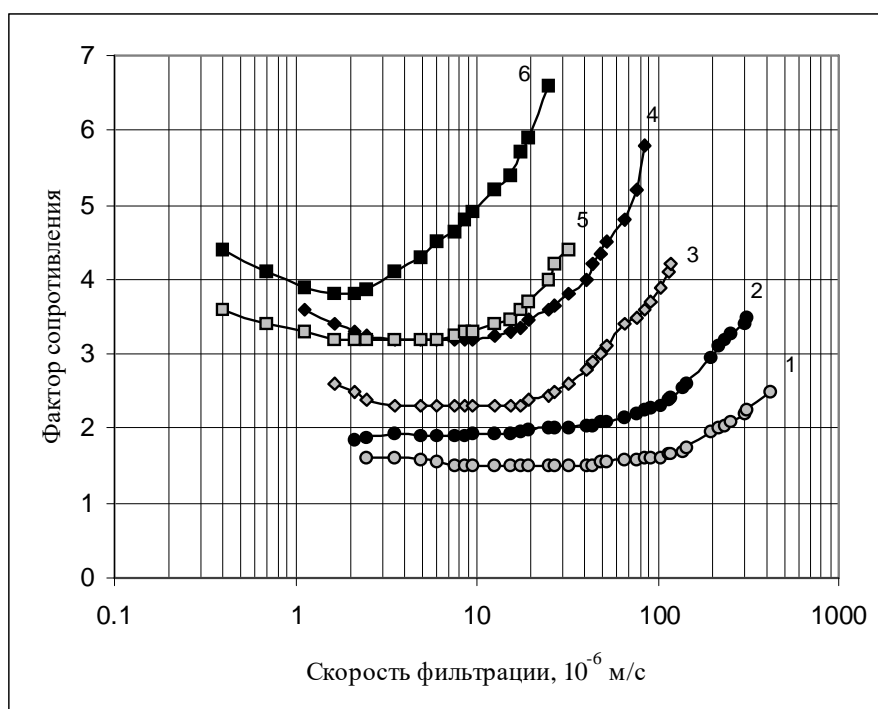


Рис. 23. Зависимость фактора сопротивления от скорости фильтрации для растворов ПАА концентрацией 0,025% (кр. 1,3,5) и 0,05% (кр. 2,4,6) при температуре 60 0С в пористых средах проницаемостью, мкм²:
2 - кр.1,2; 0,9 - кр.3,4; 0,3 - кр. 5,6

многообразие поведения растворов ПАА в пористой среде определяется вязкостными, упругими свойствами растворов ПАА, зависящих, в свою очередь, от проницаемости пористой среды, скорости сдвига и температуры.

Для выяснения механизма неньютоновского течения полимерных растворов через пористые среды, а также влияния на него их вязкостных, упругих свойств, проницаемости пористой среды, скорости фильтрации (сдвига), рассмотрим более подробно полученные вискозиметрические и фильтрационные данные.

Как видно из рис 13 а, 17-19 μ_s (кр. 4) и нормальные напряжения (кр.7) раствора ПАА концентрацией 0,05 % выше, чем μ_s (кр.5) и нормальные напряжения (кр.8) раствора ПАА концентрацией 0,025 %. Поэтому фактор сопротивления у раствора ПАА концентрацией 0,05 % (рис. 21-23 кр. 2,4,6) во всем рассматриваемом диапазоне скоростей фильтрации при всех температурах и проницаемостях пористой среды выше, чем у раствора ПАА концентрацией 0,025 % (рис.21-23 кр.1,3,5).

Как показали проведенные вискозиметрические исследования (рис.13) с увеличением скоростей сдвига и достижению их определенных значений μ_s растворов ПАА начинает снижаться (псевдопластический характер течения). В результате этого явления с увеличением скорости фильтрации в определенном ее диапазоне фактор сопротивления начинает уменьшаться (см. рис. 21-23) и растворы ПАА движутся через пористые среды как псевдопластические жидкости.

Однако, это уменьшение происходит до определенной скорости фильтрации (сдвига), дальнейшее ее увеличение приводит к стабилизации фактора сопротивления (ньютоновскому характеру течения), а затем и к его росту (дилатантный характер течения). Если сопоставить данные табл. 15 с фильтрационными (рис. 21-23), то видно, что переход от ньютоновского или псевдопластического характера течения дилатантному наступает при скоростях сдвига (см. рис. 21 б) превышающих величину скорости сдвига, при которой $\tau =$

σ , т.е тогда, когда возможно проявление упругих свойств растворов ПАА. Как уже выше отмечалось, рост концентрации полимера в растворе приводит к усилению вязкостных и упругих свойств раствора ПАА и к проявлению их при меньших скоростях сдвига (см. табл. 15). Исходя из этого псевдопластический и дилатантный характер течения наиболее ярко проявляется у 0,05 % раствора и в меньшей степени у 0,025 % раствора. Переход псевдопластического характера течения к дилатантному наступает у 0,05 % раствора ПАА при меньших скоростях фильтрации, чем у 0,025 % раствора ПАА.

Изменение проницаемости также сказывается на фильтрационных характеристиках растворов ПАА в пористой среде. Чем меньше проницаемость пористой среды, тем больше ее сопротивление движущемуся полимерному раствору и сильнее взаимодействие молекул полимера со стенками поровых каналов. С другой стороны, скорость сдвига в пористой среде зависит не только от скорости фильтрации раствора, но и от проницаемости пористой среды. В низкопроницаемой пористой среде, при равных скоростях фильтрации, скорость сдвига выше, чем в высокопроницаемой [30, 155]. Поэтому с уменьшением проницаемости фактор сопротивления растет, а проявление упругих свойств растворов ПАА и переход от псевдопластического характера течения к дилатантному в низкопроницаемой пористой среде наступает при меньших скоростях сдвига по сравнению с высокопроницаемой. Например, для 0,05% -ного раствора ПАА при фильтрации его в пористой среде проницаемостью $0,3 \text{ мкм}^2$ и температуре $25 \text{ }^\circ\text{C}$ явление дилатансии наступает при скорости сдвига 2 с^{-1} , в пористой среде проницаемостью $0,9 \text{ мкм}^2$ при скорости сдвига $3,4 \text{ с}^{-1}$, а в пористой среде проницаемостью 2 мкм^2 при скорости сдвига $12,7 \text{ с}^{-1}$ (ср. кр. 2,4,5 рис. 21 б).

Вполне понятно, что на все приведенные результаты по фильтрации растворов полимеров через пористые среды накладывается влияние адсорбции и механического улавливания полимера в пористой среде. Адсорбированный и механически удержанный полимер, изменяя просветность поровых каналов и

взаимодействуя с движущимися макромолекулами полимера, увеличивают фактор сопротивления, а так как часть адсорбированного и механически удержанного полимера перемещается в пористой среде, то все эти изменения зависят и от скорости фильтрации [112].

Увеличение температуры приводит к ослаблению вязкостных, упругих свойств полимерного раствора (см. рис. 13, 17-19), к перемещению возможности проявления упругих свойств полимерного раствора в область более высоких скоростей сдвига (см. табл. 15), а также к снижению адсорбции полимера в пористой среде [73]. В связи с этим, с повышением температуры во всем рассмотренном диапазоне скоростей фильтрации и проницаемостей пористой среды фактор сопротивления снижается (ср рис. 21 с 22 и 23), а явление дилатансии смещается в область более высоких скоростей фильтрации.

3.2. Особенности ограничения водопритоков растворами полимеров в слоисто-неоднородных пластах

Известно, что многие нефтяные месторождения характеризуются слоистой и зональной неоднородностью пластов по проницаемости, наличием нефти повышенной вязкости и большой доли ее запасов в низкопроницаемых коллекторах. Разработка таких месторождений, осложняемая вязкостной неустойчивостью на фронте вытеснения, приводит к опережающему обводнению высокопроницаемых пластов, пропластков, снижению коэффициента охвата пласта воздействием и ускоренному прорыву воды в добывающие скважины при низких коэффициентах извлечения нефти.

К числу способов, позволяющих уменьшить влияние слоистой и зональной неоднородности по проницаемости и вязкостной неустойчивости на фронте вытеснения как по мощности, так и по простирацию пласта, относится обработка ПЗС водорастворимыми полимерами. Однако, как показал проведенный в главе 2 анализ причин низкой эффективности обработок ПЗС

водорастворимыми полимерами их применение для выравнивания профиля приемистости и отдачи в слоисто-неоднородных пластах не всегда эффективно.

Связано это, прежде всего с процессами, происходящими при закачке полимеров в пористую среду. Лабораторными исследованиями установлено, что одним из механизмов, благодаря которому при применении водорастворимых полимеров наблюдается улучшение выравнивание профиля приемистости и отдачи является фактор остаточного сопротивления ($R_{ост}$) т.е. способность водорастворимых полимеров при контакте с пористой средой в результате адсорбции и физической закупорки мелких пор снижать ее проницаемость. Причем, как показывают исследования, снижение проницаемости пористой среды носит селективный характер, если для воды снижение проницаемости может достигать 90% от начального значения, то для нефти снижение проницаемости составляет лишь несколько процентов [48]. При закачке полимера в слоисто-неоднородный пласт он распространяется в пористой среде неравномерно, продвигаясь на максимальное расстояние по наиболее проницаемому слою. Поэтому при последующем движении воды по обработанному полимером пласту в более проницаемом слое $R_{ост}$ будет проявляться в большей степени и продвижение воды в нем будет тормозиться сильнее, чем в малопроницаемом слое. В результате вода будет перетекать в малопроницаемый слой повышая коэффициент охвата пласта воздействием и коэффициент извлечения нефти. Однако чрезмерное повышение $R_{ост}$ в высокопроницаемом слое может привести к усиленному перетоку воды в малопроницаемый слой, его быстрому обводнению, исключению из разработки неохваченных заводнением участков пласта и снижению как текущего, так и конечного коэффициентов извлечения нефти.

В связи с этим изучение $R_{ост}$ в слоистых пластах, связь с ним перетока жидкости из одного слоя в другой приобретает важное значение. Знание механизма образования $R_{ост}$ в слоистых пластах позволит выбрать наиболее эффек-

тивные режимы обработки слоисто-неоднородных пластов водорастворимыми полимерами и повысить успешность разработки пласта в целом.

3.2.1. Исследование фактора остаточного сопротивления в послойно-неоднородных по проницаемости пластах с гидродинамически связанными пропластками

Для изучения $R_{ост}$ в слоистых пластах с гидродинамически связанными пропластками были проведены экспериментальные исследования на двухслойной модели пласта как с гидродинамически сообщающимися пропластками (ГСП), так и для сопоставления полученных результатов на модели пласта с гидродинамически не сообщающимися пропластками (ГНСП) [152, 153]. Конструкция двухслойной модели пласта позволяет производить закачку жидкости как совместно в оба пропластка, так и в каждый пропласток в отдельности и ее отбор из пропластков отдельно. Для создания двухслойной модели пласта с различными проницаемостями пропластков использовался кварцевый песок фракцией $< 0,1$ мм и его смесь с маршаллитом. При изучении влияния отношения проницаемостей пропластков (k_1/k_2) на $R_{ост}$ у двухслойных моделей как с ГСП, так и с ГНСП проницаемость более проницаемого пропластка (k_1) практически оставалась постоянной изменялась лишь проницаемость менее проницаемого пропластка (k_2) (см. табл. 16). При этом были созданы очень близкие k_1/k_2 для ГСП и ГНСП соответственно – 2,65; 4,07; 13,76; 21,47; 24,23 и 2,67; 3,93; 12,35; 19,24; 26,48. При изучении влияния значений проницаемости на $R_{ост}$ как для ГСП, так и для ГНСП при изменении проницаемости более проницаемого пропластка проницаемость менее проницаемого пропластка подбиралась таким образом, чтобы выдерживалось постоянство k_1/k_2 в пределах 2,61-2,68. Опыты проводились только в пористых водонасыщенных средах. Модели двухслойного пласта насыщались пластовой водой, отобранной из V горизонта месторождения Биби-Эйбат. Затем в двухслойную модель закачивался полимерный раствор только в более проницаемый пропласток (k_1). В качестве полимерного раствора использовался раствор иономера «Л» 0,5 %-

ной концентрации. После этого модель пласта выдерживалась в покое 22 часа. По окончании времени покоя одновременно в оба пропластка двухслойной модели как с ГСП, так и ГНСП закачивалась пластовая вода, которая вытесняла полимерный раствор из k_1 до установления стационарного характера течения. Затем вновь определялась проницаемость k_1 и k_2 по воде. Все опыты проведены при постоянном перепаде давления. На основании полученных данных в каждом эксперименте для более проницаемого пропластка и двухслойного пласта в целом рассчитывался $R_{ост}$.

Отметим, что экспериментальные данные, определялись сразу же после установления стационарного характера течения воды при вытеснения ею полимера, т.е. после прокачки через пористую среду 1-3 объемов пор воды в зависимости от условий проведения экспериментов. На практике, очень важное значение имеет продолжительность эффекта от применения полимера в различных методах увеличения нефтеотдачи или при проведении ремонтно-изоляционных работ на скважинах. Поэтому были проведены эксперименты по изучению продолжительности эффекта обработки двухслойного пласта полимером.

Методика проведения экспериментов заключалась в следующем. После первого определения $R_{ост}$ сразу же после установления стационарного характера течения воды прокачка ее через слоистый пласт продолжалась до тех пор пока, согласно работе [136], обеспечивалась минимально необходимая величина снижения водопроницаемости. При этом каждый раз при прокачке через пористую среду одного объема пор воды после установлении стационарного характера течения определялась проницаемость k_1 .

Результаты определения проницаемостей пропластков и k_1/k_2 для двухслойной модели пласта с ГСП и ГНСП до обработки и после обработки ее полимерным раствором, а также значения $R_{ост}$ для k_1 и двухслойного пласта в целом и расходы жидкости по k_1 и k_2 сведены в таблицы 16, 17 и рис. 24, 25.

Как следует из табл. 16, обработка k_1 полимерным раствором в двухслойных моделях пласта с ГСП и ГНСП приводит к снижению его проницаемости и

Таблица 16
Проницаемость и расход воды по более и менее проницаемым пропласткам двухслойного пласта с ГНСП и ГСП до и после обработки более проницаемого пропластка полимером

Вид модели	Пористая среда не обработана						Пористая среда обработана полимером					
	Проницаемость слоев, мкм ²		Отношение проницаемостей, k_1/k_2	Расход воды по слоям, 10^{-6} м ³ /с		Расход воды по пласту в целом, $Q_{об}, 10^{-6}$ м ³ /с	Проницаемость слоев, мкм ²		Отношение проницаемостей, k_1^*/k_2^*	Расход воды по слоям, 10^{-6} м ³ /с		Расход воды по пласту в целом, $Q_{об}^*, 10^{-6}$ м ³ /с
	Более проницаемый, k_1	Менее проницаемый, k_2		По более проницаемому, Q_1	По менее проницаемому, Q_2		Более проницаемый, k_1^*	Менее проницаемый, k_2^*		По более проницаемому, Q_1^*	По менее проницаемому, Q_2^*	
Модель с ГСП	9,31	3,51	2,65	0,214	0,081	0,295	1,07	3,53	0,3	0,0245	0,081	0,1055
	9,37	2,3	4,07	0,215	0,052	0,267	1,1	2,27	0,48	0,0251	0,052	0,0771
	9,5	0,69	13,76	0,218	0,015	0,233	1,21	0,65	1,86	0,0276	0,0148	0,0424
	9,45	0,44	21,47	0,217	0,01	0,227	1,25	0,46	2,7	0,0285	0,0105	0,039
	9,21	0,38	24,23	0,211	0,0086	0,2196	1,29	0,37	3,48	0,0295	0,0085	0,038
	4,57	1,75	2,61	0,105	0,04	0,145	0,35	1,74	0,2	0,008	0,0397	0,0477
	3,22	1,2	2,68	0,074	0,0275	0,1015	0,15	1,2	0,12	0,0035	0,0275	0,031
Модель с ГНСП	9,25	3,46	2,67	0,213	0,079	0,292	0,62	3,41	0,18	0,0141	0,079	0,0931
	9,36	2,38	3,93	0,215	0,054	0,269	0,62	2,37	0,26	0,0141	0,054	0,0686
	9,14	0,74	12,35	0,21	0,017	0,227	0,62	0,74	0,83	0,0141	0,017	0,0328
	9,43	0,49	19,24	0,216	0,011	0,227	0,62	0,48	1,29	0,0141	0,011	0,028
	9,27	0,35	26,48	0,211	0,008	0,219	0,62	0,35	1,77	0,0178	0,008	0,0258
	4,61	1,72	2,68	0,106	0,039	0,145	0,28	1,72	0,16	0,0066	0,039	0,0459
	3,1	1,16	2,67	0,074	0,026	0,1	0,1	1,16	0,086	0,0025	0,0265	0,029

Таблица 17
Зависимость фактора остаточного сопротивления двухслойного пласта после обработки более проницаемого пропластка полимером от объема закачки воды для ГСП и ГНСП

Вид модели	Проницаемость слоев, мкм ²		Отношение проницаемостей, k ₁ / k ₂	Фактор остаточного сопротивления по более проницаемому слою, R _{ост}									
	Более проницаемый, k ₁	Менее проницаемый, k ₂		Объем закачки воды в объемах порового пространства									
				1	3	6	10	15	20	25	30	35	40
Модель с ГСП	9,31	3,51	2,65	8,7	7,6	5,3	4,2	2,4	1,6	-	-	-	-
	4,57	1,75	2,61	13,05	12,01	9,3	7,1	4,8	3,5	2,9	1,7	-	-
	3,22	1,2	2,68	21,46	19,2	15,6	11	8,2	6,3	4,4	3,2	2,8	2,3
Модель с ГНСП	9,25	3,46	2,67	15,1	12,8	11,3	10,6	8,2	6,5	4,8	3,7	3,1	2,6
	9,36	2,38	3,93	15,2	12,7	11,2	10,2	8,4	6,4	4,6	3,6	3	2,6
	9,14	0,74	12,35	14,89	12,6	11,1	10,5	8,1	6,5	4,5	3,5	3	2,5
	9,43	0,49	19,24	15,3	12,8	11,2	10,2	8,5	6,5	4,7	3,7	3,1	2,6
	9,27	0,35	26,48	14,96	12,6	11	10,3	8,2	6,5	4,5	3,4	3	2,5
	4,61	1,72	2,68	16,0	16	15,0	14,0	13,0	9,2	8,8	6,7	4,5	3,4
	3,1	1,16	2,67	29,6	29,6	28,4	24,3	18,2	16,0	13,7	9,4	6,0	3,7

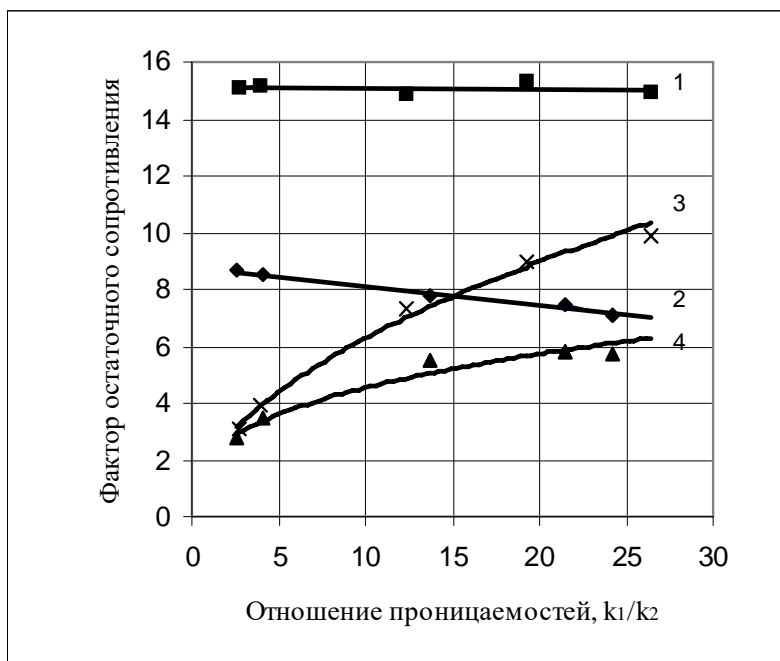


Рис.2 4. Зависимость $R_{ост}$ по более проницаемому пропластку для ГНСП (кр.1) и ГСП (кр.2) и по слоистому пласту в целом ГНСП (кр.3) и ГСП (кр.4) от отношения проницаемостей

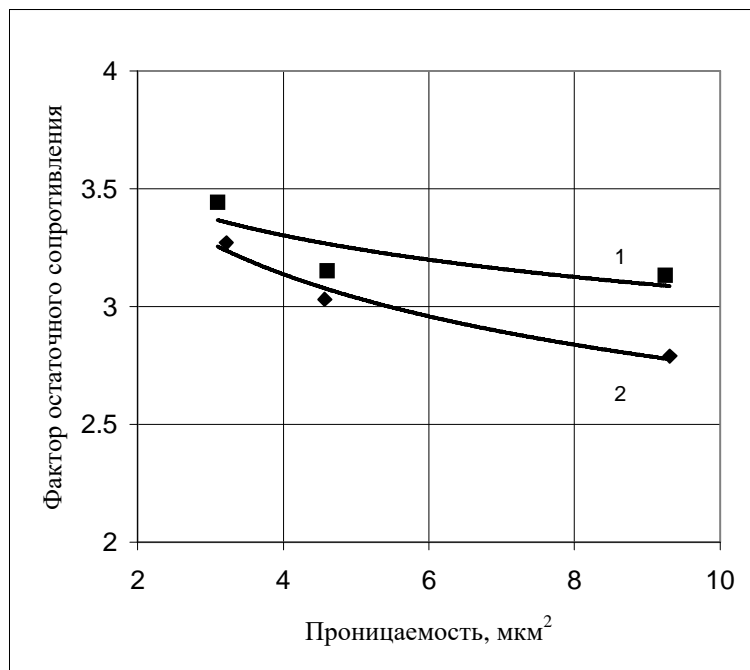


Рис. 25. Зависимость $R_{ост}$ слоистого пласта в целом для ГНСП (кр.1) и ГСП (кр.2) от проницаемости высокопроницаемого пропластка при равном отношении проницаемостей слоев (2,61-2,68)

снижению отношения k_1/k_2 . Причем для моделей двухслойного пласта с ГСП наблюдается меньшее снижение проницаемости k_1 и k_1/k_2 , чем для моделей двухслойного пласта с ГНСП.

Поэтому в двухслойном пласте с ГСП $R_{ост}$ как для k_1 , так и для пласта в целом ниже, чем в ГНСП (рис.24 ср. кр.1, кр.2 с кр.3, кр.4). С увеличением k_1/k_2 $R_{ост}$ для k_1 в двухслойном пласте с ГСП уменьшается, а с ГНСП остается постоянным (см. рис. 24 кр.1 и кр.2). Для двухслойного пласта в целом $R_{ост}$ с увеличением k_1/k_2 как для ГСП, так и для ГНСП растет (см. рис.24 кр.3 и кр.4).

Результаты изучения влияния проницаемости пропластков на $R_{ост}$ при постоянстве k_1/k_2 в пределах 2,61-2,68 показали, что и в данном случае в двухслойном пласте с ГСП $R_{ост}$ ниже, чем в двухслойном пласте с ГНСП (рис. 25 ср. кр.1 и кр.2). Увеличение проницаемости более проницаемого слоя приводит к снижению $R_{ост}$ как для двухслойного пласта с ГНСП, так и ГСП (см. рис.25 кр. 1 и кр.2).

На основании проведенных экспериментальных исследований и из физических соображений можно предположить, что и величина фактора остаточного сопротивления и ее зависимость от отношения проницаемостей пропластков для двухслойной модели с ГСП определяется фильтрационными сопротивлениями пропластков и перетоками жидкости из одного пропластка в другой под действием гидродинамических сил. В самом деле, при вытеснении водой полимера из k_1 как из двухслойной модели с ГСП, так и ГНСП вода поступающая и в k_1 и k_2 будет быстрее распространяться по более проницаемому слою (в данном случае это до обработки менее проницаемый пропласток k_2). Однако в ГНСП проницаемость k_1 будет определяться вымывом полимера только водой, поступающей в пропласток со стороны линии нагнетания. В связи с этим при постоянном перепаде давления через k_1 в ГНСП, независимо от проницаемости k_2 , будет прокачиваться один и тот же объем воды и проницаемость k_1 , а следовательно, и $R_{ост}$ будет постоянным. В ГСП вымыв полимера будет определяться также и водой поступающая из k_2 под действием гидродинамических

сил. В результате перетока в ГСП с уменьшением проницаемости k_2 через k_1 будет прокачиваться больше жидкости, лучше вымываться полимер и, как следствие, k_1 с уменьшением k_2 будет иметь большую проницаемость, чем в ГНСП (см. табл. 16). Поэтому $R_{ост}$ и для k_1 и для пласта в целом в ГСП будет меньше, чем в ГНСП и он будет снижаться с уменьшением проницаемости k_2 (см. рис.24).

Экспериментальные исследования показали, что в однородных пластах, чем ниже проницаемость пласта, тем выше $R_{ост}$ [76, 112]. Это же положение подтверждается и при изучении влияния проницаемости пропластков на $R_{ост}$ для двухслойного пласта при равном отношении проницаемостей. Как видно из табл. 16 и рис.25, независимо от того, проводятся эксперименты на модели двухслойного пласта с ГНСП или ГСП, чем ниже проницаемость k_1 не обработанного полимером пропластка, тем ниже k_1 обработанного пропластка (см. табл. 16), и выше $R_{ост}$ для двухслойного пласта в целом (см. рис. 25). Что касается вышеизложенного механизма о влиянии фильтрационных сопротивлений пропластков и перетока жидкости из одного слоя в другой под действием гидродинамических сил на k_1 и $R_{ост}$, то он справедлив для ГСП и в данном случае (см. табл. 16 и рис. 25).

Рассмотрим теперь полученные результаты по изучению влияния объема закачиваемой воды на $R_{ост}$ в k_1 . Как видно из таблицы 17, и в данном случае $R_{ост}$ в k_1 во всех рассматриваемых случаях выше для ГНСП, чем для ГСП. Причем выше не только $R_{ост}$, но и лучше его устойчивость к вымыванию водой. Например, практически при одних и тех же для ГНСП и ГСП k_1 равных 9,31 и 9,25 мкм² и k_2 равных 3,51 и 3,46 мкм² и k_1/k_2 равных 2,65 и 2,67 в модели пласта с ГСП $R_{ост}$ в k_1 уже к 20 объему прокачки воды становится равным 1,6, а в ГНСП $R_{ост}$ в k_1 только к 40 объему прокачки жидкости становится равным 2,6, т.е. устойчивость полимера к вымыванию в ГНСП в 2 раза выше чем в ГСП. Это еще раз подтверждает роль перетоков воды из одного слоя в другой под действием гидродинамических сил на процесс формирования $R_{ост}$. Как видно и

в данном случае большую роль играют фильтрационные сопротивления более и менее проницаемых пропластков. Так, проведение экспериментов с ГНСП показало, что увеличение k_1/k_2 с 2,67 до 26,48 привело к сокращению объемов прокачиваемой воды через двухслойный пласт с 40 до 30, при которых $R_{ост}$ в k_1 имеет приемлемую с точки зрения практического применения полимера величину снижения водопроницаемости.

Были также проведены исследования (см. рис. 26) влияния на $R_{ост}$ объема закачиваемого полимерного раствора 3,8; 5,5; 8; 9,5; 11,5; 15; 20; 30; 40; 50; 70; 90; 100 % от ОП в ГСП с отношением проницаемостей пропластков (k_1/k_2) равным 2,6 и проницаемостью высокопроницаемого и низкопроницаемого пропластков соответственно 4,6 и 1,8 мкм².

Из рис. 26 видно, что с увеличением объема закачиваемого полимерного раствора от 3,8 до 100 % $R_{ост}$ увеличивается в более проницаемом пропластке (k_1) ГСП для полимерных растворов концентрацией 0,5 и 1 % соответственно с 1,5 до 5,8 (кр. 2) и с 2,1 до 6,1 (кр. 1). Причем для полимерного раствора концентрацией 0,5 % основной прирост $R_{ост}$ наблюдается до объема закачки 50 % ОП, а для полимерного раствора концентрацией 1 % до объема закачки 30% ОП. Связано это с количеством закачанного полимера. Как видно из рис.26, для условий при которых проведены эксперименты, независимо от того какой концентрации закачивался полимерный раствор после расхода полимера 0,06–0,08 г/см³ объема пор темп прироста $R_{ост}$ снижается (ср. кр.1,2 с кр. 3,4).

Проведенные экспериментальные исследования показали, что основными факторами, влияющими на механизм формирования фактора остаточного сопротивления в слоисто-неоднородных по проницаемости водонасыщенных пластах с ГСП, являются фильтрационные сопротивления более и менее проницаемых пропластков и перетоки жидкости из одного слоя в другой под действием гидро динамических сил. Также получено, что $R_{ост}$ в слоисто-неоднородных по проницаемости водонасыщенных пластах с ГСП определяется расходом закачанного в пласт полимера. Учет данных факторов позволит

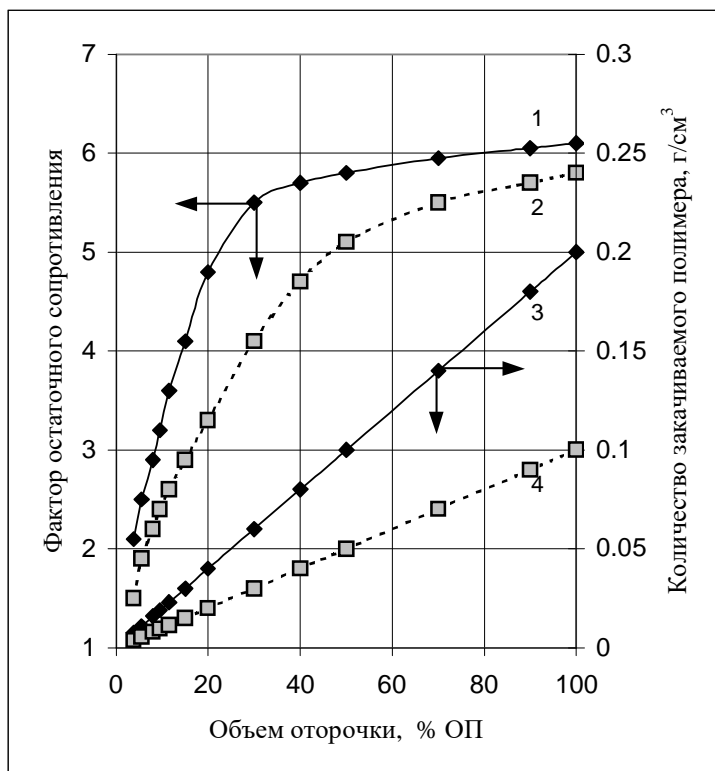


Рис. 26. Зависимость фактора остаточного сопротивления и количества закачиваемого полимера от объема закачки полимера различной концентрацией: 1,2 - фактор остаточного сопротивления; 3,4 - количество закачанного полимера соответственно для полимерных растворов концентрацией 1; 0,5 %

повысить эффективность применения полимеров в конкретных геолого-физических условиях.

3.2.2. Исследование влияния депрессии на механизм формирования фактора остаточного сопротивления

При исследовании влияния депрессии или скорости фильтрации жидкости на $R_{ост}$ использовали полимеры 0,05 %-ной концентрацией: технический полиакриламид (ПАА), ВО, иономер «Л» [53]. Экспериментальные исследования проведены на имитирующей ПЗС линейной цилиндрической модели, заполненной кварцевым песком. В каждом опыте насыщение пласта водой, определение проницаемости пористой среды, закачка полимерного раствора и последующее его вытеснение из модели ПЗС проводили при одной постоянной для данного опыта депрессии на пласт: 0,05; 0,1; 0,15; 0,2; 0,25 МПа. Нижний предел депрессии на пласт при проведении экспериментов для всех рассматриваемых полимеров был выбран исходя из того, что при данных условиях при депрессии на пласт ниже 0,05 МПа образовавшийся в пористой среде полимерный водоизолирующий экран не вытеснялся водой. Модель ПЗС насыщалась пластовой водой, отобранной из V горизонта месторождения Бибиэйбат. Закачку воды в модель ПЗС при различных депрессиях продолжали до установления стабильных значений проницаемости пористой среды. Затем по полученным значениям проницаемости пористой среды, обработанной полимером, рассчитывался $R_{ост}$ для исследуемых полимеров.

Полученные при всех депрессиях значения $R_{ост}$ в зависимости от объема прокачки жидкости через пористую среду, обработанную полимерным раствором, приведены на рис. 27. Как видно из рис. 27, с увеличением объема прокачиваемой через пористую среду жидкости при всех депрессиях на пласт за счет вымыва полимера $R_{ост}$ для исследуемых полимерных растворов снижается до тех пор пока при определенной степени дренированности пористой среды при объемах прокачки жидкости 4-7 ОП он не принимает стабильных значений.

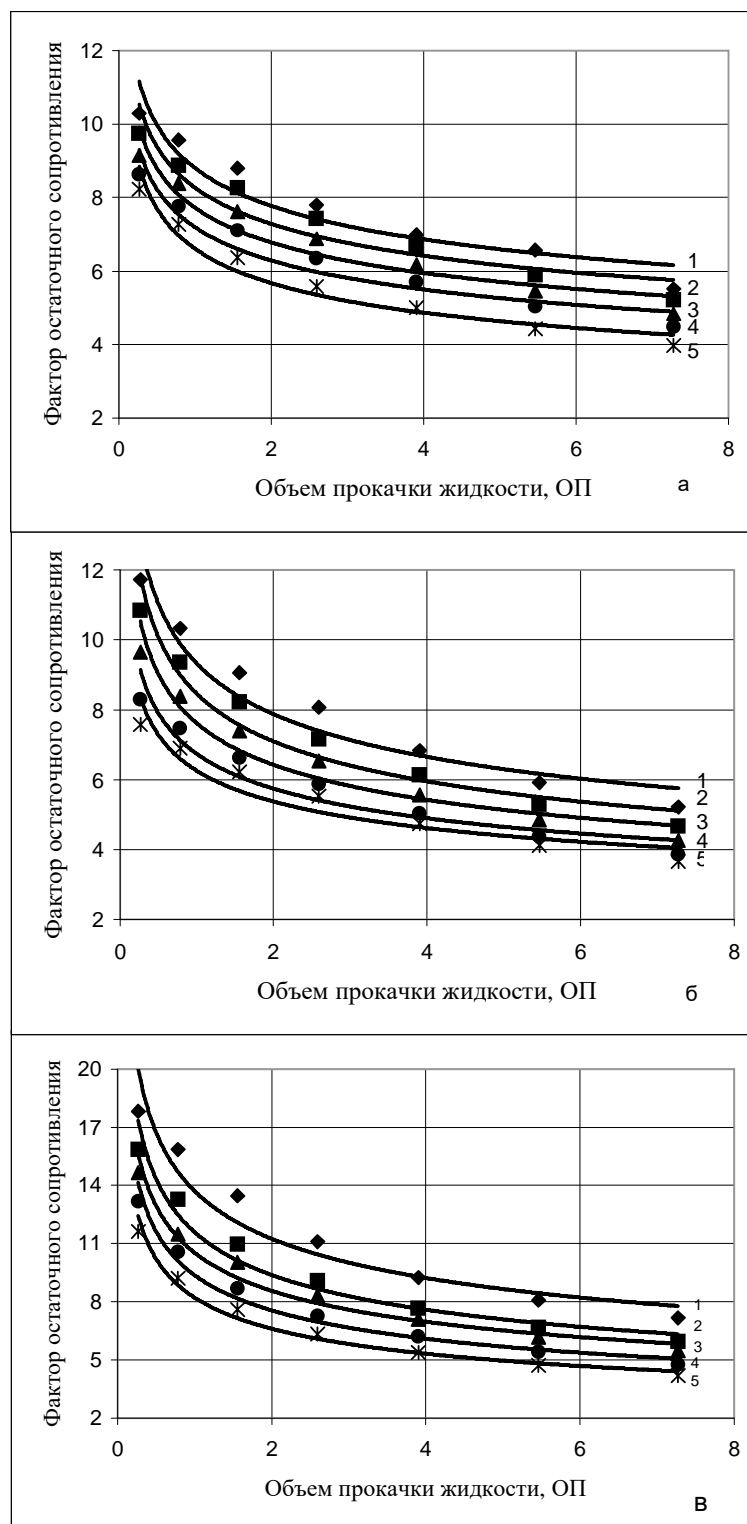


Рис. 27. Зависимость фактора остаточного сопротивления от объема прокачки жидкости при обработке пористой среды 0,05% -ными растворами ПАА (а), ВО (б) и иономера “Л” (в) при различных депрессиях, МПа: 1-0,05; 2-0,1; 3 – 0,15; 4- 0,2; 5 – 0,25

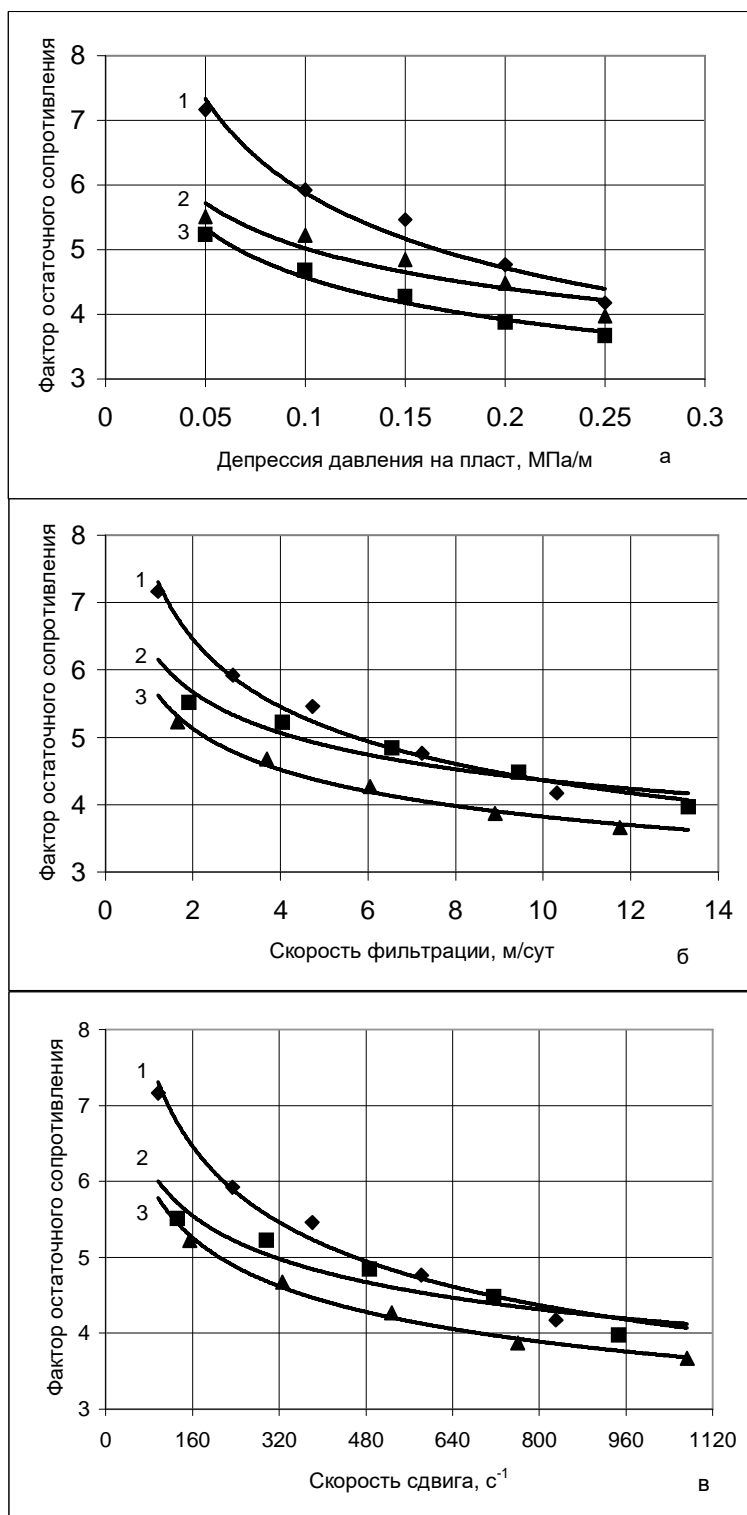


Рис. 28. Зависимость фактора остаточного сопротивления от депрессии (а), скорости фильтрации (б) и скорости сдвига (в) при обработке пористой среды 0,05% -ными растворами полимеров: 1- иономер "Л"; 2-ВО; 3-ПАА

Полученные экспериментальные стабильные значения $R_{ост}$ при объемах прокачки 7,27 ОП сведены в рис. 28, из которого видно, что для всех исследуемых полимеров с увеличением депрессии (рис.28 а), скорости фильтрации (рис.28 б) или скорости сдвига (рис.28 в) величина $R_{ост}$ снижается.

Полученные экспериментальные стабильные значения $R_{ост}$ при объемах прокачки 7,27 ОП сведены в рис. 28, из которого видно, что для всех исследуемых полимеров с увеличением депрессии (рис.28 а), скорости фильтрации (рис.28 б) или скорости сдвига (рис.28 в) величина $R_{ост}$ снижается.

Для подтверждения влияния депрессии на количество удерживаемого пористой средой полимера был проведен следующий опыт. После определения $R_{ост}$ при депрессии 0,05 МПа на той же пористой среде переходили к определению фактора остаточного сопротивления при более высокой депрессии и так продолжали до депрессии на пласт 0,25 МПа. Далее определяли $R_{ост}$ при последовательно уменьшающихся депрессиях на пласт от 0,25 до 0,05 МПа. Как видно из рис. 29, в результате вымыва полимера из пористой среды при изменениях депрессии от 0,05 до 0,25 МПа при определении $R_{ост}$ при все уменьшающихся значениях депрессии происходит снижение величин $R_{ост}$, особенно заметное при малых депрессиях на пласт (ср. кр.1 с кр.2 рис. 29). Наблюдается гистерезис кривых зависимости $R_{ост}$ от депрессии на пласт, определенных при росте (кр.1) и снижении (кр.2) депрессии.

Таким образом, проведенные исследования показали, что существуют депрессии, при которых водоизолирующий полимерный экран в пористой среде практически остаётся неподвижным. В условиях проведения данных экспериментов для всех исследованных полимеров при их концентрациях в растворе 0,05% величина её составляет 0,05 МПа. Причем, величина депрессии, при которой полимерный экран остается неподвижным в пористой среде, зависит как от геолого-физических факторов, характеризующих ПЗС, так и свойств полимера, его концентрации в растворе. Так, например, в работе [21] получено, что полимерный экран из иономера «Л», ВО-65 концентрацией 0,5% в

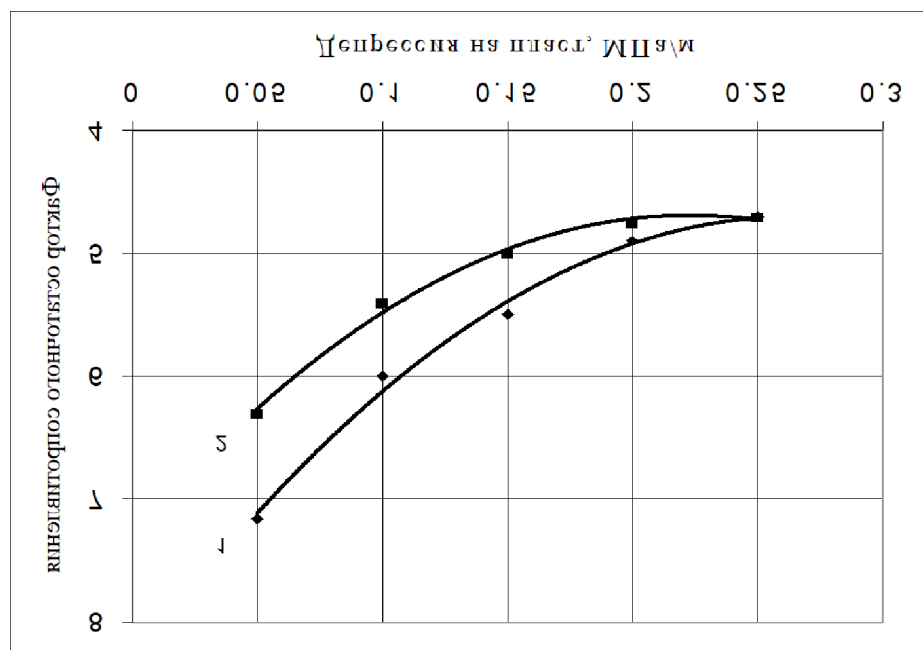


Рис.29. Зависимость фактора остаточного сопротивления от депрессии при изменении ее от минимальной 0,05 МПа до максимальной 0,25 (кр.1) и наоборот (кр.2) при обработке пористой среды 0,05%-ным раствором иономера "Л"

водонасыщенной пористой среде проницаемостью $1,2 \text{ мкм}^2$ выдерживает депрессию, соответственно, 0,4 и 0,2 МПа. $R_{\text{ост}}$ независимо от типа полимера, закачанного в пористую среду, с уменьшением депрессии (скорости сдвига) увеличивается.

Следовательно, создавая водоизолирующий экран размером выдерживающим характерную для данной скважины депрессию и располагая его в ПЗС в области небольших депрессий (пластовых скоростей сдвига) можно повысить эффективность ремонтно-изоляционных работ полимерными растворами.

Проведенные экспериментальные исследования позволили изучить влияние депрессии на механизм образования фактора остаточного сопротивления, а следовательно, возможность повышения эффективности ограничения водопритоков полимерными растворами. Знание этого механизма дало возможность в качестве критериев, определяющих эффективное местоположение полимерного экрана в ПЗС и его размер, рекомендовать скорости сдвига или депрессию на пласт. Основываясь на рекомендуемых критериях можно для конкретных геолого-физических, технических условий эксплуатации скважин определить или при необходимости создать путем регулирования режимных параметров работы скважины (отбор жидкости) условия, обеспечивающие максимальный фактор остаточного сопротивления, а вместе с ним и эффективное местоположение полимерного экрана в ПЗС и его размер.

3.3. Влияние содержания глины в нефтяном в пласте на эффективность селективной изоляции водопритоков

Известно, что большинство нефтяных пластов содержит в себе значительное количество глины. В отдельных случаях содержание глины в пласте достигает 30-40 % и поливалентные металлы, находящиеся в их составе, могут оказать существенное влияние на механизм селективной изоляции водопритоков полимерными растворами в добывающих скважинах.

С целью изучения влияния процентного содержания глины в породах, слагающих нефтяной пласт, на эффективность изоляции водопритоков полимерными растворами были проведены экспериментальные исследования [27].

В опытах использованы водные растворы полимеров ПАА концентрацией 0,25 %, иономера «Л» концентрацией 5 % со степенью гидролиза 50 %, содержанием бутадиен-стирольных звеньев от 0,3 до 2 % и пластовая щелочная вода, отобранная из V горизонта Биби-Эйбатского месторождения (см. табл 14). Опыты проведены по методике, изложенной в 3.1.2, на модели пласта, загруженной смесью кварцевого песка, каолинитовой глины, содержание которой менялось от 0 до 10 %, и насыщенной пластовой водой.

Результаты опытов сведены на рис. 30, из которого видно, что увеличение содержания глинистой фракции с 1 до 10 % в пористой среде приводит к росту $R_{ост}$ как при обработке ее растворами ПАА (кр.1), так и иономера «Л» (кр.2-4). Анализ данных, представленных на рис. 30 также показал, что при обработке пористых сред, содержащих глинистые фракции, растворами иономера «Л», независимо от содержания бутадиен-стирольных звеньев в составе, $R_{ост}$ выше, чем при обработке этих же пористых сред раствором ПАА (ср.кр.1 с кр.2,3,4). Причем, при содержании глины в пористой среде 1% при обработке ее раствором ПАА 0,25 % -ной концентрации $R_{ост}$ равен 2, а при обработке растворами иономера «Л» концентрацией 5 % с содержанием бутадиен-стирольных звеньев 2 % он равен 2,8, 1,2 % - 2,5; 0,3 %- 2,2, т.е. фактор остаточного сопротивления для этих растворов при этом содержании глины практически одинаков. Однако с увеличением содержания в пористой среде глинистой фракции с 2 до 10 % при обработке ее растворами иономера «Л» $R_{ост}$ растет более резко, чем при обработке пористой среды растворами ПАА. Так, при обработке пористой среды с содержанием глинистой фракции 2, 4, 7, 10 % раствором ПАА фактор остаточного сопротивления становится равным соответственно 2,2; 2,8; 3; 4, т.е. при содержании в пласте глины 10% $R_{ост}$

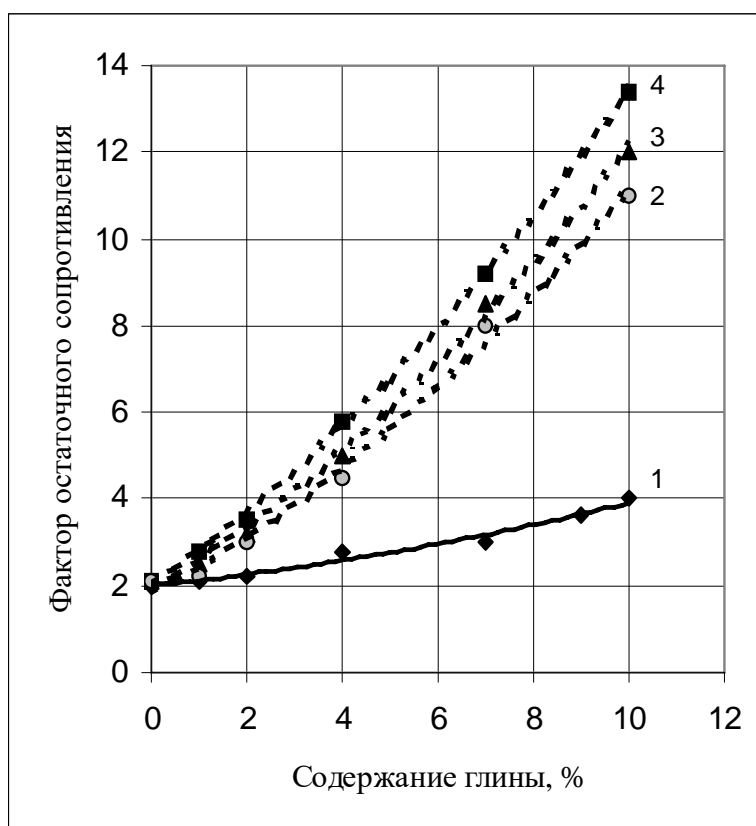


Рис. 30. Зависимость фактора остаточного сопротивления от содержания глины в пористой среде при обработке ее раствором ПАА (кр.1) и раствором иономера "Л" со степенью гидролиза 50 % и содержанием бутадиен-стирольных звеньев, %: кр.2 -0,3; кр.3- 1,2; кр.4 - 3

увеличивается в 2 раза по сравнению с пористой средой содержащей 1 % глинистой фракции. При обработке пористой среды с содержанием глинистой фракции 2, 4, 7, 10 % растворами иономера “Л” с содержанием бутадиен-стирольных звеньев в составе 2 % $R_{ост}$ становится равным соответственно 3,5; 5,8; 9,2; 13,4 и увеличивается в 4,8 раза по сравнению с пористой средой содержащей 1 % глинистой фракции, при 1,2 % - 3,2; 5; 8,5; 12 и также увеличивается в 4,8 раза, а при 0,3 % - 3; 4,5; 8; 11 и увеличивается в 5 раз.

Таким образом, проведенное исследование показывает, что ограничение водопритоков полимерными растворами можно успешно проводить в добывающих скважинах, эксплуатирующих глинизированные пласты. При этом, чем больше в исследованном диапазоне содержание глины в составе пород, тем выше ожидаемый эффект.

3.4. Физико-химические закономерности влияния фактора остаточного сопротивления на эффективность разработки послойно-неоднородных по проницаемости нефтяных пластов полимерными растворами

Известно, что соотношение вязкостей пластовой нефти и закачиваемой воды является одним из основных факторов, определяющих коэффициент извлечения нефти (КИН) из пласта. Роль этого параметра многократно возрастает в сильно неоднородных пластах, к которым относятся и слоисто-неоднородные.

Для уменьшения влияния вязкостной неустойчивости на процесс заводнения нефтяных пластов и его регулирования используются различные методы, в том числе и закачка в пласт растворов полимеров.

Учитывая свойство растворов полимеров селективно влиять на фазовую проницаемость для пластовых флюидов, они нашли широкое применение в области увеличения КИН и регулирования заводнения пластов. Кроме того, с точки зрения увеличения охвата пласта заводнением, применение полимеров является одним из самых эффективных методов. Но в ряде случаев и это оказы-

вается недостаточным для более высокого охвата пласта процессом, и закачиваемая вода прорывается к добывающим скважинам (или их дебит значительно обводняется) еще до включения малопроницаемого слоя в разработку [18].

Исследования фильтрации полимерных растворов и закачиваемой вслед воды показали, что наряду с загущением (повышение вязкости) воды подвижность полимерных растворов и закачиваемой воды, определяется взаимодействием молекул полимера с пористой средой и движущейся водой. Выяснилось, что после закачки в слоистые пласты полимерного раствора и последующей затем закачки воды начинает работать $R_{ост}$. В результате малопроницаемые пропластки подвергаются более интенсивному водному воздействию, повышается коэффициент охвата слоистого пласта по мощности. Как видно из приведенных Jewett R.L., Schurz G.F. [199] данных, снижение $R_{ост}$ до 1 может уменьшить прирост КИН на 30 %.

С другой стороны, исследования механизма формирования $R_{ост}$, выполненные в предыдущей главе, показали, что на его величину среди прочих факторов оказывает сильное влияние место его формирования, неоднородность пласта по проницаемости, расход полимера.

Исходя из этого, в данной главе при исследовании возможностей повышения эффективности полимерного воздействия в послойно-неоднородных пластах особое внимание было обращено на изучение влияния места формирования и величины $R_{ост}$ на КИН.

Для повышения эффективности разработки нефтегазовых залежей очень часто возникает необходимость ограничить газопитоки в нефтегазодобывающих скважинах. В данной главе для ограничения газопитоков исследуется возможность применения полимеров.

3.4.1 Исследование влияния технологии и места образования фактора остаточного сопротивления на коэффициент извлечения нефти из послойно-неоднородного по проницаемости пласта

С целью повышения эффективности разработки послойно-неоднородного по проницаемости пласта заводнением рассмотрено несколько вариантов его разработки с помощью полимерных растворов (создания фактора остаточного сопротивления) [19].

Были исследованы следующие варианты разработки послойно-неоднородного по проницаемости пласта с ГСП заводнением:

- разработка послойно-неоднородного по проницаемости пласта заводнением с одновременной селективной изоляцией водопритоков в высокопроницаемом пропластке (образование $R_{ост}$ в призабойной зоне (ПЗ) высокопроницаемого пропластка - k_1);

- разработка послойно-неоднородного по проницаемости пласта заводнением с закачкой оторочки раствора полимера (образование $R_{ост}$ со стороны линии нагнетания);

- разработка послойно-неоднородного по проницаемости пласта заводнением с закачкой оторочки раствора полимера и одновременной селективной изоляцией водопритоков в ПЗ высокопроницаемого пропластка (образование $R_{ост}$ в ПЗ в высокопроницаемом пропластке - k_1 и со стороны линии нагнетания);

- разработка послойно-неоднородного по проницаемости пласта заводнением.

Во всех опытах в двухслойной модели пласта с гидродинамически связанными слоями (ГСП) проницаемость более (k_1) и менее (k_2) пропластков составляла соответственно 4,6 и 1,8 мкм². В качестве модельных жидкостей использованы нефть и вода, отобранные из Кирмакинской свиты месторождения Бибиэйбат.

Вода этой свиты щелочно-гидрокарбонатнонатриевая, вязкость нефти в поверхностных условиях при температуре 20° С 18 мПа·с. Связанная вода в пористой среде составляла 17-19 %.

В качестве оторочки и изолирующего материала использован 0,5 %-й раствор иономера «Л». В данных опытах объем раствора полимера для создания оторочки и использования в качестве изолирующего материала в ПЗ принят равным 8 % от объема порового пространства модели пласта.

Исходя из результатов исследований, выполненных в работе [81], закачку оторочки раствора полимера производили в момент поступления первой капли воды из модели, т.е. с начала водного периода извлечения, а изоляцию водопритоков, когда в продукции вытеснения объемы нефти и воды были равными, т.е. при 50 %-й обводненности продукции.

Извлечение нефти из модели проходило под постоянным перепадом давления 0,01 МПа. Все опыты проведены до полного обводнения получаемой из модели продукции, и их данные представлены в виде зависимости конечного КИН от объема закачанного в модель рабочего агента в объемах пор порового пространства.

Результаты экспериментов в виде зависимости КИН от объема закачки рабочего агента приведены на рис. 31, 32, 33.

Как видно из данных приведенных на рис. 31, величина $R_{ост}$ и место его образования определяют величину конечного КИН при воздействии на послойно-неоднородный по проницаемости пласт полимерным раствором.

Рассмотрим подробнее результаты проведенных экспериментов. Наименьший КИН наблюдается при обычном заводнении пласта 0,33 (рис.31 кр.1). При закачке оторочки раствора полимера и селективной изоляции водопритоков в k_1 ($R_{ост}=13,05$ в ПЗ со стороны линии отбора и со стороны линии нагнетания $R_{ост}= 2,2$ см. табл. 17 и рис. 26) конечный КИН из слоистой модели наибольший и составляет 0,76 (рис. 31 кр. 4), т. е. КИН повышается на 0,43 по сравнению с обычным заводнением. В опытах по изоляции водопритока (образовании $R_{ост}=13,05$ в ПЗ k_1

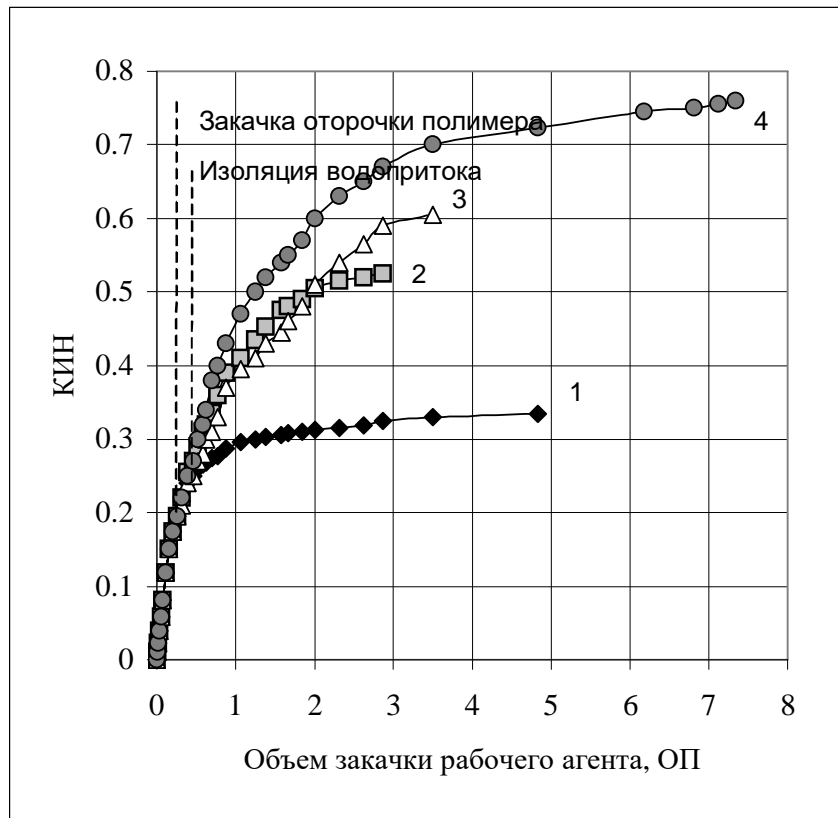


Рис. 31 Зависимость КИН от объема закачанного в пласт рабочего агента: 1 - при извлечении нефти водой; 2,3,4 – при извлечении нефти, соответственно, с закачкой оторочки раствора полимера; с селективной изоляцией водопритока и с закачкой оторочки раствора полимера и селективной изоляцией водопритока.

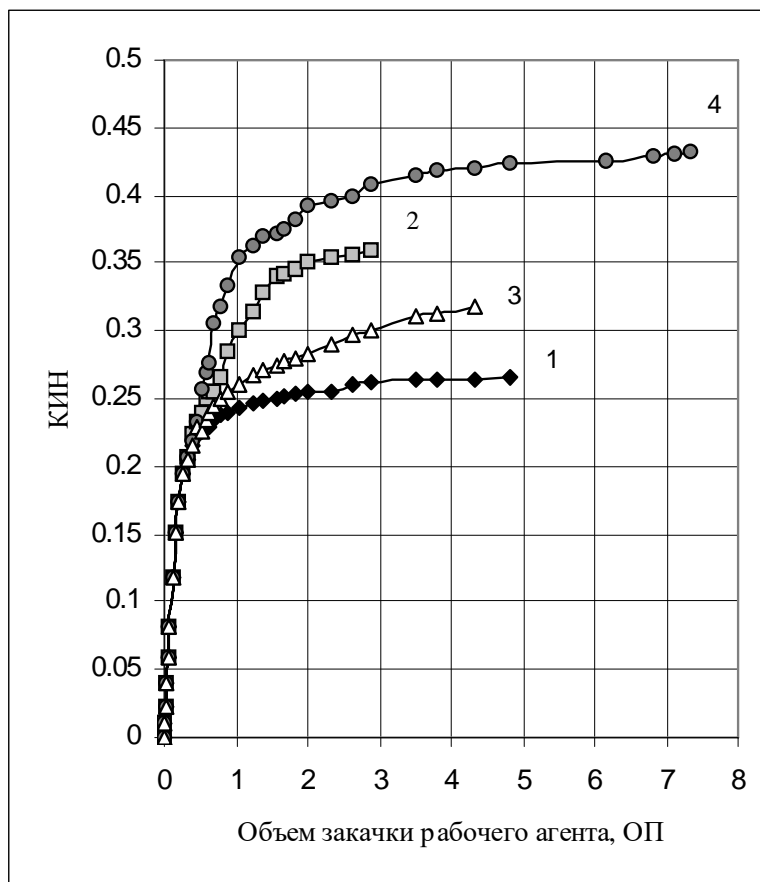


Рис.32. Зависимость КИН для более проницаемого пропластка (k_1) от объема закачанного в пласт рабочего агента: 1 - при извлечении нефти водой; 2,3,4 – при извлечении нефти, соответственно, с закачкой оторочки раствора полимера; с селективной изоляцией водопритока и с закачкой оторочки раствора полимера и селективной изоляцией водопритока.

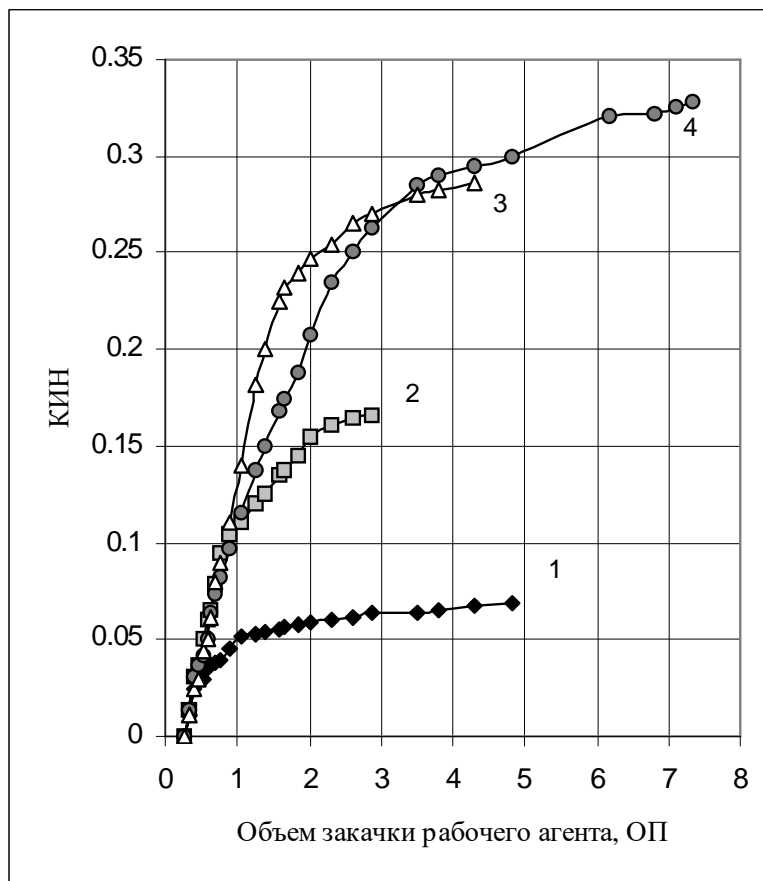


Рис. 33. Зависимость КИИ для менее проницаемого пропластка (k_2) от объема закачанного в пласт рабочего агента: 1 - при извлечении нефти водой; 2,3,4 - при извлечении нефти, соответственно, с закачкой оторочки раствора полимера; с селективной изоляцией водопритока и с закачкой оторочки раствора полимера и селективной изоляцией водопритока.

со стороны линии отбора см. рис.31 кр.3) и закачке оторочки раствора полимера (образовании $R_{\text{ост}} = 2,2$ со стороны линии нагнетания) (рис.31 кр. 2) КИН соответственно - 0,60 и 0,53. При этих вариантах разработки слоистого пласта КИН повышается соответственно на 0,27 и 0,20.

Повышение КИН при комбинированном методе воздействия во многом можно объяснить путем анализа зависимости конечного КИН по пропласткам от объема прокачанного рабочего агента. Эти зависимости для более и менее проницаемых пропластков приведены на рис. 32 и 33.

При комбинированном способе закачанная оторочка раствора полимера в основном внедряется в k_1 , замедляет в нем движение фронта вытеснения и поэтому способствует его выравниванию по пропласткам. При достижении 50%-й обводненности продукции, поступающей из пласта производится изоляция водопритока в k_1 ($R_{\text{ост}} = 13,05$ для ГСП с отношением проницаемостей 2,61 см. табл. 17). Такое обводнение продукции достигается в опытах по закачке оторочки после прохождения через пористую среду примерно 0,4 объема пор воды. В этот момент закачанная вода за фронтом оторочки, вследствие создания дополнительного сопротивления в более проницаемом пропластке ($R_{\text{ост}} = 2,2$ см. рис.26 кр.2), направляется в менее проницаемый слой (k_2). При этом она совершает работу по вымыву остаточной нефти за оторочкой раствора полимера в k_1 . Вода также частично проникает из k_2 в k_1 между фронтом оторочки раствора полимера и порцией раствора, закачанного в k_1 в качестве изолятора водопритока. Вода, проникающая из k_2 в k_1 , способствует перетоку нефти в противоположном направлении.

В связи с этим КИН из k_2 (см. рис. 33 кр. 4) и в целом слоистой модели (см. рис. 31 кр. 4) заметно повышается. По мере выработки k_1 происходит вымывание раствора полимера-изолятора водопритока по этому слою ($R_{\text{ост}}$ снижается с 13,05 до 9,3 см. табл. 17), и обратный переток нефти из него в менее проницаемый пропласток сокращается, начинается извлечение части остаточной нефти из k_1 . По этой причине при комбинированном способе КИН

из k_1 с начала процесса извлечения нефти мало отличается от вариантов разработки слоистого пласта с закачкой оторочки и при изоляции водопритока из k_1 , а к концу процесса он существенно повышается (см. рис. 32 кр. 4). При этом для более полного извлечения остаточной нефти из k_1 существенно увеличивается расход закачиваемой воды в модель пласта.

При комбинированном методе воздействия расход закачиваемой воды (7,3 объемов пор) больше, чем в опытах по закачке оторочки раствора полимера (2,9) и по изоляции водопритока (4,3). Однако удельный расход воды на единицу вытесненной нефти при трех объемах пор закачки соответственно при комбинированном методе воздействия, изоляции водопритока и закачке оторочки раствора полимера составляет: 5,13; 5,45 и 8,81 $\text{см}^3/\text{см}^3$.

Полученные результаты показывают, что при полимерном воздействии образование $R_{\text{ост}}$ как в ПЗ высокопроницаемого пропластка со стороны линии отбора, так и в слоистом пласте со стороны линии нагнетания в отдельности или совместно позволяет существенно повысить КИН по сравнению с заводнением.

3.4.2. Влияние величины фактора остаточного сопротивления на коэффициент извлечения нефти при разработке послойно-неоднородного по проницаемости пласта различными вариантами полимерного воздействия

Полученные в 3.4.1 экспериментальные результаты показывают, что создавая $R_{\text{ост}}$ в слоистом пласте со стороны линии нагнетания, а также в k_1 слоистого пласта со стороны линии отбора в отдельности или совместно можно повысить эффективность разработки слоистого пласта полимерным воздействием. Полученные результаты позволяют также предположить, что эффективность разработки послойно-неоднородного по проницаемости пласта с ГСП полимерным воздействием можно повысить регулированием $R_{\text{ост}}$ со стороны линии нагнетания путем изменения объемов оторочки раствора

полимера как при их отдельной закачке в слоистый пласт, так и при комбинированном воздействии с изоляцией водопритока в ПЗ k_1 .

В связи с вышеизложенным вначале была рассмотрена возможность повышения эффективности разработки слоистого пласта заводнением путем закачки в пласт оторочек 0,5 %-й раствора иономера «Л» размерами 3,8; 8; 20; 50; 70 и 100% от объема пор (ОП) слоистого пласта, т.е. регулированием величины $R_{ост}$ со стороны линии нагнетания. Условия проведения экспериментов в двухслойной модели пласта с ГСП такие же, как и в 3.4.1.

Результаты экспериментов сведены в рис. 34, 35, 36 и табл. 18.

Как видно из рис. 34, повышение объема закачиваемой оторочки раствора полимера от 3,8 до 100%, а следовательно и $R_{ост}$ (см. рис. 26), наряду с сокращением объема закачиваемой воды (см. табл. 18) привело к повышению эффективности разработки слоистого пласта с ГСП как в целом (ср. кр. 1 с кр. 2, 3, 4, 5, 6 рис. 34), так и по более (ср. кр. 7 с кр. 8, 9, 10, 11,12 рис. 34) и менее проницаемому (ср. кр. 13 с кр. 14, 15,16,17,18 рис. 34) пропласткам по сравнению с разработкой его заводнением.

Например, если при разработке послойно-неоднородного по проницаемости пласта заводнением для достижения конечного КИН 0,33 потребовалось прокачать через пласт 4,83 ОП воды, то при оторочках полимера объемом 3,8; 8; 20; 50 и 100% от ОП соответственно для достижения конечного КИН 0,375; 0,53; 0,56; 0,59; 0,62 потребовалось прокачать через пласт 4,03; 3,43; 2,77; 2,41; 2 ОП воды (табл. 18). Увеличение объема оторочки полимера привело к перераспределению движущейся по пропласткам воды и, как следствие, к более раннему вступлению в разработку менее проницаемого пропластка по сравнению с заводнением.

Так, если при заводнении слоистого пласта менее проницаемый пропласток вступает в разработку после закачки в пласт 0,26 ОП воды (рис.34 кр.13), то при использовании оторочки объемом 20% от ОП менее проницаемый пропласток вступает в разработку после закачки в пласт 0,15 ОП

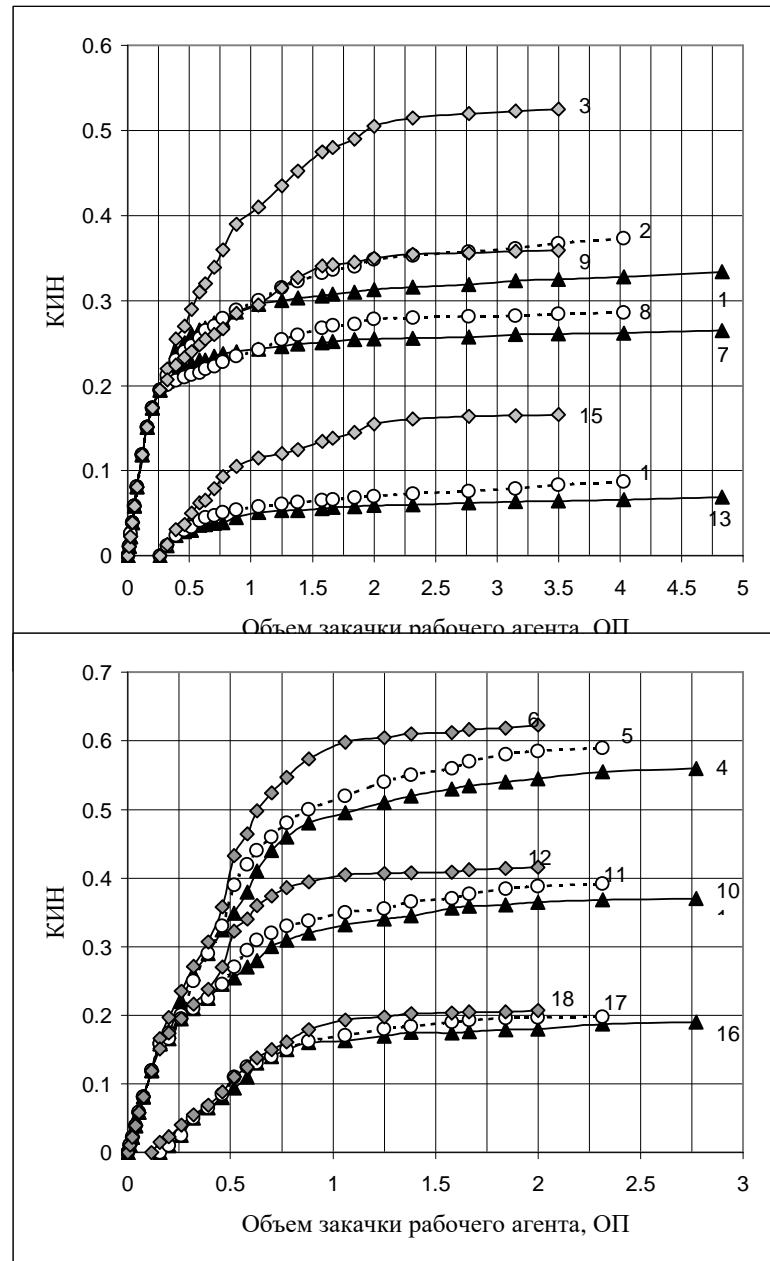


Рис.34 Зависимость КИН из слоистого пласта в целом (кр.1,2,3,4,5,6), из более (кр.7, 8, 9,10,11,12), менее проницаемого (кр.13,14,15,16,17,18) пропластков от объема закачанного рабочего агента при извлечении нефти водой (кр.1,7,13), при извлечении нефти водой с закачкой оторочки раствора полимера объемом, % от ОП: 3,8 (кр.2, 8,14), 8 (кр.3, 9,15), 20 (кр.4,10,16), 50 (кр.5,11,17) и 100 (кр.6,12,18).

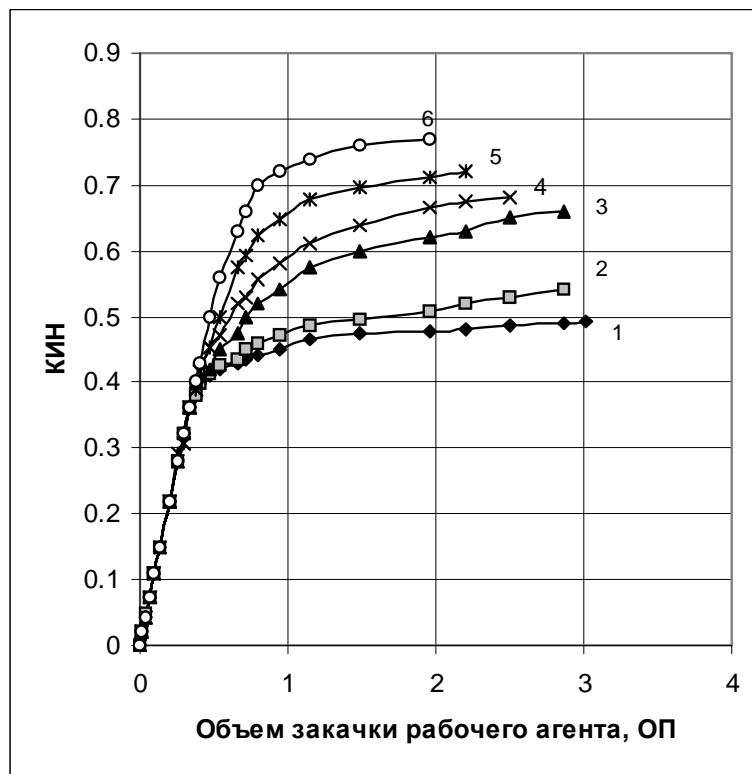


Рис.35 Зависимость КИН из более проницаемого пропластка слоистого пласта от объема закачанного рабочего агента при извлечении нефти водой (кр.1) и с закачкой оторочки раствора полимера объемом, % от ОП: 3,8 (кр.2); 8 (кр.3); 20 (кр.4); 50 (кр.5); 100 (кр.6)

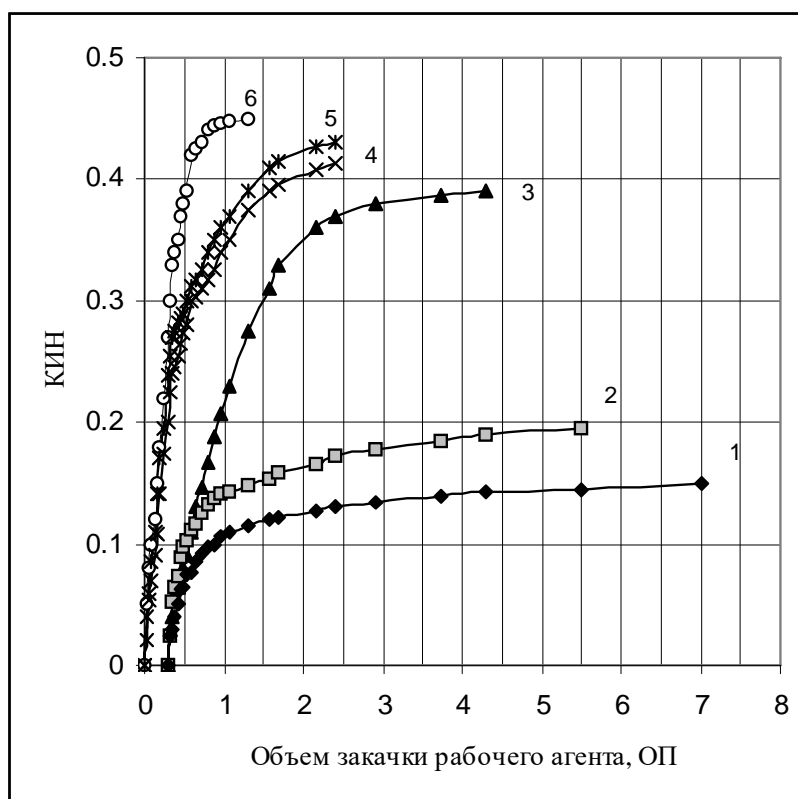


Рис.36 Зависимость КИН из менее проницаемого пропластка слоистого пласта от объема закачанного рабочего агента при извлечении нефти водой (кр.1) и с закачкой оторочки раствора полимера объемом, % от ОП: 3,8 (кр.2); 8 (кр.3); 20 (кр.4); 50 (кр.5)

Таблица 18

Распределение объема закачанного рабочего агента по слоистому пласту в целом и по пропласткам в отдельности при достижении конечного КИН в зависимости от объема оторочки полимера

Слоисто-неоднородный пласт	Объем оторочки полимера, % от ОП порового пространства пласта					
	0	3,8	8	20	50	100
	Объем закачки рабочего агента, ОП					
Пласт в целом	4,83	4,03	3,43	2,77	2,41	2
k_2	6,7	5,2	4	3,04	2,62	2,1
k_1	3	2,87	2,87	2,5	2,2	1,96
k_2/k_1	Отношение закачиваемого по пропласткам рабочего агента					
	2,23	1,81	1,39	1,21	1,19	1,07

воды (рис.34 кр.16), а при объеме оторочки 100 % от ОП - практически сразу же после ее закачки (рис.34 кр.18), т.е. после 0,12 ОП воды.

Анализ, приведенных на рис. 34 и рис. 26, данных также показал, что основной прирост конечного КИН в целом по пласту наблюдается при объемах оторочек 8–50 % от ОП и расходе полимера 0,008 – 0,05 г/см³ ОП. Например, при закачке оторочек полимера в слоистый пласт объемом 3,8; 8; 20; 50 и 100 % от ОП и расходе полимера для каждой из перечисленных оторочек соответственно 0,0038; 0,008; 0,02; 0,05; 0,1 г/см³ ОП (см. рис. 26) наблюдается прирост конечного КИН по сравнению с заводнением соответственно на 0,04; 0,2; 0,23; 0,26; 0,28. Таким образом, извлечение нефти оторочкой объемом 3,8 % от ОП приводит к увеличению конечного КИН на 0,04, а извлечение нефти оторочкой объемом 8–50 % от ОП повышает КИН уже на 0,2 до 0,26 по сравнению с заводнением. Дальнейшее увеличение оторочки до 100 % от ОП при росте расхода полимера до 0,1 г/см³ ОП позволяет дополнительно увеличить КИН по сравнению с объемом оторочки 50 % от ОП всего на 0,02. Следо-

вательно, целесообразность закачки оторочки объемом более 50 % от ОП в подавляющем большинстве случаев должна определяться экономически.

Зависимость конечного КИН для более и менее проницаемых пропластков от объема прокачанного рабочего агента приведена на рис. 35 и 36.

Как видно из рис. 35 и 36, закачка оторочки полимера в слоистый пласта привела наряду с сокращением объема закачки рабочего агента к более равномерному перераспределению его по более и менее проницаемым пропласткам и соответственно к более равномерной их выработке. Например, если при разработке слоистого пласта заводнением для достижения конечного КИН 0,49 и 0,15 соответственно по более и менее проницаемому пропласткам потребовалось прокачать 3 и 6,7 ОП рабочего агента, то при закачке в пласт оторочек полимера объемом 3,8; 8; 20; 50 и 100% от ОП для достижения конечного КИН по более проницаемому пропластку 0,54; 0,66; 0,68; 0,72; 0,77, а по менее проницаемому пропластку 0,375; 0,53; 0,56; 0,59; 0,62 соответственно потребовалось прокачать через пласт 3; 2,87; 2,87; 2,5; 2,2; 1,96 и 5,2; 4; 3,04; 2,62; 2,1 ОП рабочего агента (табл. 18). В результате, если отношение объема закачки рабочего агента по менее проницаемому пропластку к более при заводнении составляло 2,23, то при закачке оторочек полимера объемом 3,8; 8; 20; 50 и 100% от ОП оно уже составляло соответственно 1,81; 1,39; 1,21; 1,19 и 1,07 (см. табл. 18).

Таким образом, как показали проведенные исследования закачка в слоисто-неоднородный пласт оторочек 0,5 %-ного раствора иономера «Л» объемом 3,8; 8; 20; 50 и 100% от ОП слоисто-неоднородного пласта, т.е. регулирование величины $R_{ост}$, а следовательно и направления движущейся за оторочкой потока воды со стороны линии нагнетания, привело к повышению эффективности разработки слоисто-неоднородного пласта заводнением.

Далее были проведены исследования повышения эффективности разработки слоисто-неоднородного пласта с ГСП при изоляции водопритоков в ПЗ k_1 полимерным раствором постоянного объема со стороны линии отбора и

регулированием $R_{ост}$ со стороны линии нагнетания путем изменения объемов оторочки раствора полимера [189].

С этой целью проведены опыты по закачке оторочки 0,5%-го раствора иономера «Л» в объеме 3,8; 5,5; 8,0; 9,5 и 11,5% от ОП слоисто-неоднородного пласта и одновременно селективной изоляцией водопритока в k_1 . Расход раствора полимера для селективной изоляции водопритока в k_1 во всех опытах постоянный и составляет 8% от ОП порового пространства модели пласта.

Результаты опытов представлены на рис. 37, 38, 39 и в табл.19.

На рис. 37 кривая 1 показывает зависимость конечного КИН для исходного опыта по вытеснению нефти водой, а кривые 2-6 - для опытов по закачке оторочки и одновременно селективной изоляции водопритока в k_1 (комбинированный способ) при объемах оторочки 11,5; 9,5; 8,0; 5,5 и 3,8 % от ОП соответственно. Из сравнения кривых 1 (конечный КИН при заводнении 0,33) и 2-6 (конечный КИН при закачке полимерной оторочки объемом 11,5; 9,5; 8,0; 5,5 и 3,8 % от ОП со стороны линии нагнетания с одновременной селективной изоляцией водопритоков в высокопроницаемом пропластке со стороны линии отбора соответственно 0,55; 0,7; 0,74; 0,8; 0,87) (рис.38) видно, что в опытах при комбинированном способе воздействия конечный КИН повышается на 0,22-0,54 относительно конечного КИН при заводнении. Как видно из рис. 34, при разработке слоисто-неоднородного пласта заводнением с закачкой со стороны линии нагнетания только оторочки полимера объемом 3,8; 8; 20; 50 и 100% от ОП конечный КИН соответственно равен 0,375; 0,53; 0,56; 0,59; 0,62, т.е. в этом случае конечный КИН повышается на 0,04 - 0,28 относительно конечного КИН при заводнении. Причем, при комбинированном способе разработки слоисто-неоднородного пласта с увеличением объема оторочки полимера 3,8; 5,5; 8,0; 9,5; 11,5% от ОП конечный КИН снижается от 0,87 для оторочки объемом 3,8 % от ОП до 0,55 для оторочки объемом 11,5 % от ОП, а в случае, когда слоисто-

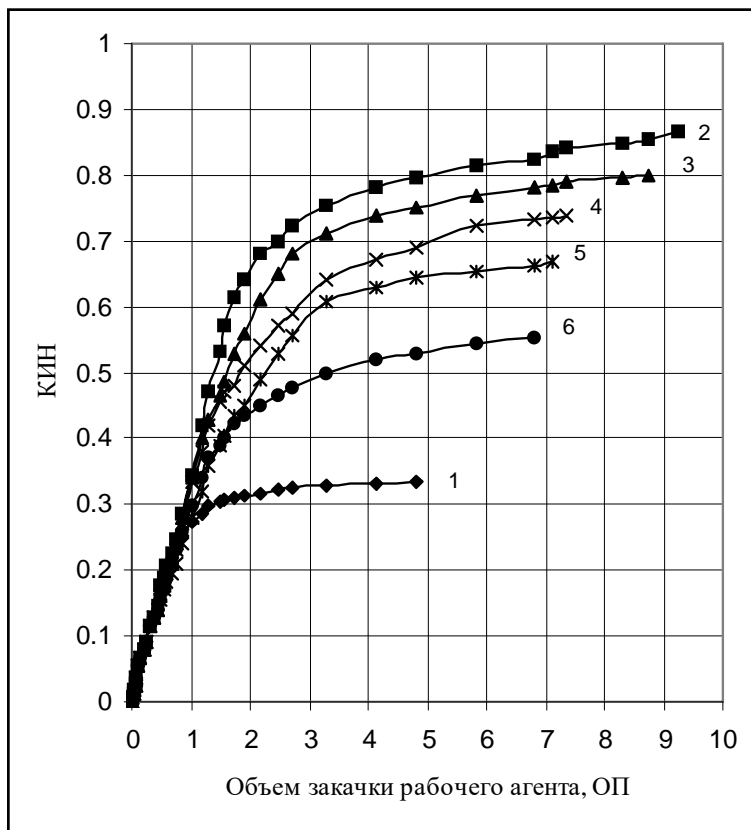


Рис.37 Зависимость конечного КИН слоисто-неоднородного пласта от объема закачанного рабочего агента: 1- при извлечении нефти водой; 2, 3, 4, 5, 6 – при извлечении нефти водой с закачкой оторочки раствора полимера соответственно объемом 3,8; 5,5; 8; 9,5; 11,5 % и селективной изоляцией водопритоков из высокопроницаемого пласта

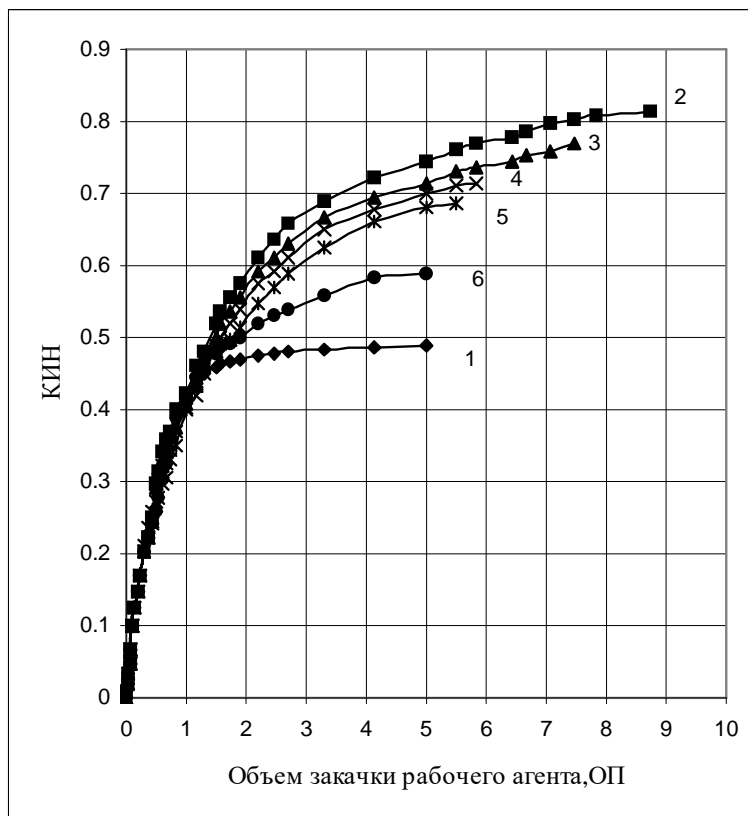


Рис.38 Зависимость КИН для более проницаемого слоя от объема закачанной воды: 1- при вытеснении нефти водой; 2, 3, 4, 5, 6 – при вытеснении нефти водой с закачкой оторочки раствора полимера соответственно объемом 3,8; 5,5; 8; 9,5; 11,5 % и селективной изоляцией водопритоков из более проницаемого пласта

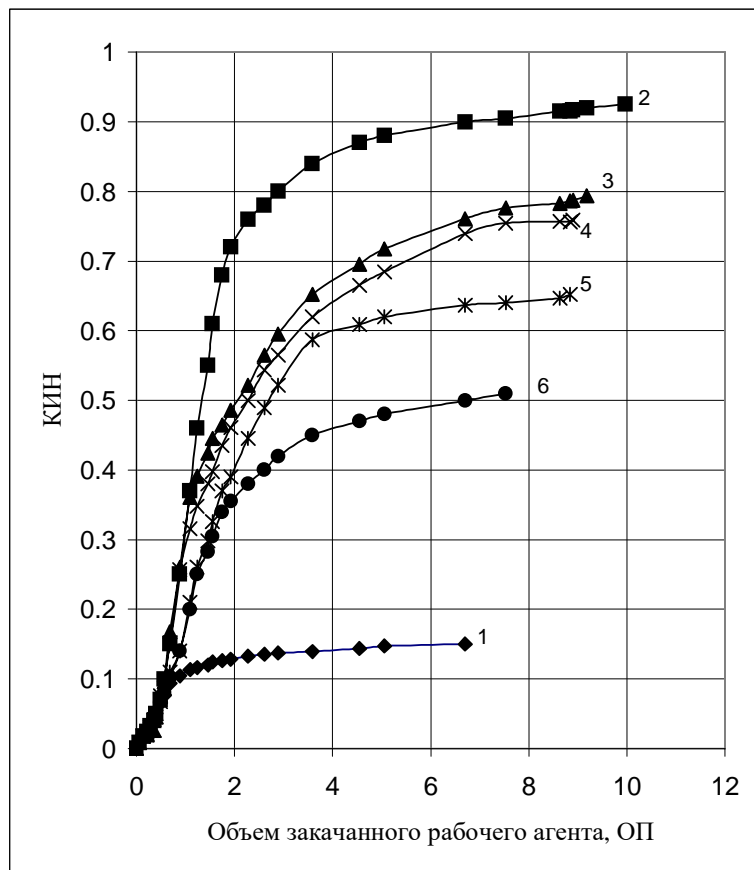


Рис.39 Зависимость КИН для менее проницаемого слоя от объема закачанной воды: 1- при извлечении нефти водой; 2,3,4,5,6 – при извлечении нефти водой с закачкой оторочки раствора полимера соответственно объемом 3,8; 5,5; 8; 9,5 11,5 % и селективной изоляцией водопритокков из более проницаемого пласта

Таблица 19

Объем закачанного рабочего агента по слоисто-неоднородному пласту в целом и по пропласткам в отдельности при достижении конечного КИН при комбинированном способе воздействия в зависимости от объема оторочки полимера

Слоисто-неоднородный пласт	Объем оторочки полимера, % от ОП порового пространства пласта					
	0	3,8	5,5	8	9,5	11,5
	Объем закачки рабочего агента, ОП					
Пласт в целом	4,83	9,26	8,32	7,34	7,12	6,81
k_2	6,7	9,97	9,18	8,9	8,84	8,63
k_1	3	8,74	7,5	5,9	5,41	5
k_2/k_1	Отношение закачиваемого по пропласткам рабочего агента					
	2,23	1,14	1,22	1,5	1,63	1,7

неоднородный пласт разрабатывается заводнением с закачкой со стороны линии нагнетания только оторочки полимера объемом 3,8; 8; 20; 50 и 100% от ОП, конечный КИН растет с увеличением объема закачиваемой оторочки соответственно от 0,375 для оторочки объемом 3,8 % от ОП до 0,62 для оторочки объемом 100 % от ОП.

При этом максимальные значения конечного КИН для комбинированного способа соответствуют объемам оторочек 3,8-9,5 % от ОП в отличие от 20-100% от ОП для случая, когда слоисто-неоднородный пласт разрабатывается только заводнением с закачкой со стороны линии нагнетания оторочки полимера. В результате расход полимера, при котором достигается максимальный конечный КИН при комбинированном способе воздействия, с учетом полимера, закачанного в высокопроницаемый пропласток со стороны линии

нагнетания, составляет величину от 11,8 до 17,5 % от ОП, что значительно меньше по сравнению с величиной 20-100 % от ОП, требуемой для способа с закачкой полимера со стороны линии нагнетания.

Анализ приведенных данных показал, что одним из факторов оказывающим влияние на эффективность разработки гидродинамически связанного слоисто-неоднородного пласта при комбинированном способе воздействия является размер площади взаимодействия пропластков. С уменьшением объема оторочки площадь взаимодействия между передним фронтом оторочки и порцией раствора полимера, закачанного для селективной изоляции водопритока, увеличивается. Увеличение площади взаимодействия оказывает благоприятное влияние на переток нефти из одного слоя в другой. Свидетельством этому служат отдельные отборы продукции по пропласткам, результаты которых представлены на рис. 38 и 39 и количество закачанной жидкости по пропласткам с изменением объема оторочки полимера со стороны линии нагнетания (см. табл. 19).

Как видно из рис. 38 и 39 с уменьшением количества полимера в оторочке (росте площади взаимодействия пропластков) конечный КИН из менее проницаемого слоя (рис. 39, кривые 2-6) по сравнению с конечным КИН из более проницаемого слоя (рис. 38, кривые 2-6) растет более значительно относительно заводнения (рис. 38, 39 кр.1). Например, при заводнении слоисто-неоднородного пласта конечный КИН из более и менее проницаемого пропластка равен соответственно 0,49 и 0,15, а при комбинированном способе при оторочке полимера объемом 3,8 % от ОП конечный КИН равен соответственно 0,82 и 0,93, т.е. по сравнению с заводнением он увеличивается по пропласткам соответственно на 0,33 и 0,78. При оторочке полимера объемом 11,5 % от ОП при комбинированном способе конечный КИН из более и менее проницаемого пропластка равен соответственно 0,51 и 0,59, т.е. по сравнению с заводнением он увеличивается по пропласткам соответственно на 0,10 и 0,36.

Сравнение расходов вытесняющего рабочего агента (воды) при комбинированном способе и при заводнении показало, что, хотя при комбинированном способе расход вытесняющего рабочего агента с увеличением объема оторочки полимера уменьшается, однако как в целом по пласту, так и по пропласткам он во всех случаях выше, чем при заводнении. Так, при заводнении для достижения конечного КИН через пласт в целом потребовалось прокачать рабочего агента объемом 4,83 ОП, а при объемах оторочки 3,8; 5,5; 8; 9,5 и 11,5 % от ОП соответственно - 9,26; 8,32; 7,34; 7,12; 6,81 от ОП. Через более и менее проницаемый пропластки при заводнении соответственно 3 и 6,7 ОП, а при комбинированном способе 8,74; 7,5; 5,9; 5,41; 5 и 9,97; 9,18; 8,9; 8,84; 8,63 от ОП (см. табл.19). В то же время распределение закачиваемого рабочего агента по пропласткам при всех рассмотренных объемах оторочки, хотя и ухудшается с увеличением объема оторочки, однако при комбинированном способе оно более равномерное, чем при заводнении (см. табл. 19) Например, если при заводнении объем закачанного рабочего агента через менее проницаемый пропласток превышает расход закачанного рабочего через более проницаемый пропласток в 2,23 раза, то при объемах оторочки 3,8; 5,5; 8; 9,5 и 11,5 % от ОП это превышение соответственно составляет 1,14; 1,22; 1,5; 1,63; 1,7 раза.

Таким образом, как показали проведенные эксперименты, при комбинированном способе разработки слоисто-неоднородного пласта изоляция водопритока полимером в высокопроницаемом пропластке, с одной стороны, служит для создания сопротивления потоку движущейся перед оторочкой в высокопроницаемом пропластке воды, обеспечивая изменение его направления в слоисто-неоднородном пласте в сторону менее проницаемого пропластка. С другой стороны, закачиваемая в слоисто-неоднородный пласт оторочка раствора полимера обеспечивает изменение направления потока закачиваемой после нее воды в сторону менее проницаемого пропластка. В результате такого перераспределения закачиваемой в пласт воды по пропласткам при комбинированном способе разработки слоисто-неоднородного пласта растет

конечный КИН по более и менее проницаемому пропласткам и по пласту в целом, как по сравнению с закачкой оторочки полимера в слоисто-неоднородный пласт со стороны линии нагнетания, так и с заводнением.

Экспериментальные исследования также показали, что изменяя параметры комбинированной технологии добычи нефти (объем закачиваемой оторочки полимера, т.е. $R_{ост}$ со стороны линии нагнетания), можно увеличить степень извлечения нефти из менее и более проницаемых пропластков и слоисто-неоднородного пласта в целом.

Полученные результаты в области повышения конечного коэффициента извлечения нефти из слоисто-неоднородных пластов позволяют предложить новый способ регулирования разработки залежей со сложно построенными пластами.

3.4.3 Влияние нефтенасыщенности слоисто-неоднородного пласта на эффективность ограничения водопритоков в добывающих скважинах полимерными растворами

Известно, что одними из факторов, оказывающими влияние на эффективность ограничения водопритоков, является неоднородность (расчлененность) и степень выработанности запасов или нефтенасыщенность обрабатываемого пласта [34, 76, 100]. В то же время влияние степени нефтенасыщенности слоисто-неоднородного пласта на эффективность его разработки заводнением при ограничении водопритоков полимерными растворами в добывающих скважинах в настоящее время изучено недостаточно. Знание механизма ограничения водопритоков в слоисто-неоднородных пластах позволит повысить эффективность обработки ПЗС полимерными растворами и показатели разработки месторождений.

С целью изучения влияния нефтенасыщенности на эффективность разработки слоисто-неоднородного пласта заводнением при ограничении водопритоков в более проницаемом пропластке были проведены эксперимен-

тальные исследования на двухслойной, с гидродинамически связанными пропластками (ГСП) проницаемостью 4,7 и 1 мкм², модели пласта. В опытах использованы нефть и пластовая вода месторождения Балаханы-Сабунчи-Раманы (табл.11). Исследования проводились при нефтенасыщенностях слоисто-неоднородного пласта 59, 65, 70, 75, 82 и 91 %. В качестве полимерного материала изолирующего водопритоки использован 0,5 % -ный раствор иономера «Л». Объем закачки иономера «Л» в высокопроницаемый пропласток составлял 5 % от объема порового пространства высокопроницаемого пропластка. Опыты проведены при постоянном перепаде давления между входом и выходом модели 0,2 МПа до 98 % -ной обводненности поступающей из модели пласта продукции. Создание вышеуказанных нефтенасыщенностей и обработку высокопроницаемого пропластка полимерным раствором проводили следующим образом. В процессе извлечения нефти из слоисто-неоднородного пласта при достижении определенной нефтенасыщенности пористой среды по пласту в целом нагнетание воды прекращали и производили закачку раствора полимера в высокопроницаемый пропласток со стороны линии отбора продукции. После 24 часовой выдержки модели пласта в покое продолжали извлечение остаточной нефти водой.

Результаты опытов сведены на рис.40 в виде зависимости конечного КИН водой от его нефтенасыщенности по слоисто-неоднородному пласту с ГСП в целом (кр.2) и по более проницаемому (кр.1) и менее проницаемому (кр.3) пропласткам при ограничении водопритоков в более проницаемом пропластке.

Для сопоставления полученных результатов был проведен исходный опыт по извлечению нефти водой из слоисто-неоднородного пласта с ГСП, когда изоляция водопритоков из более проницаемого пропластка не проводилась. В этом случае конечный коэффициент извлечения нефти из пласта в целом, из более и менее проницаемого пропластков соответственно составил 0,41; 0,68; 0,18. Как видно из рис.40, проведение ограничения водопритоков в более проницаемом пропластке слоисто-неоднородного пласта эффективно при любых

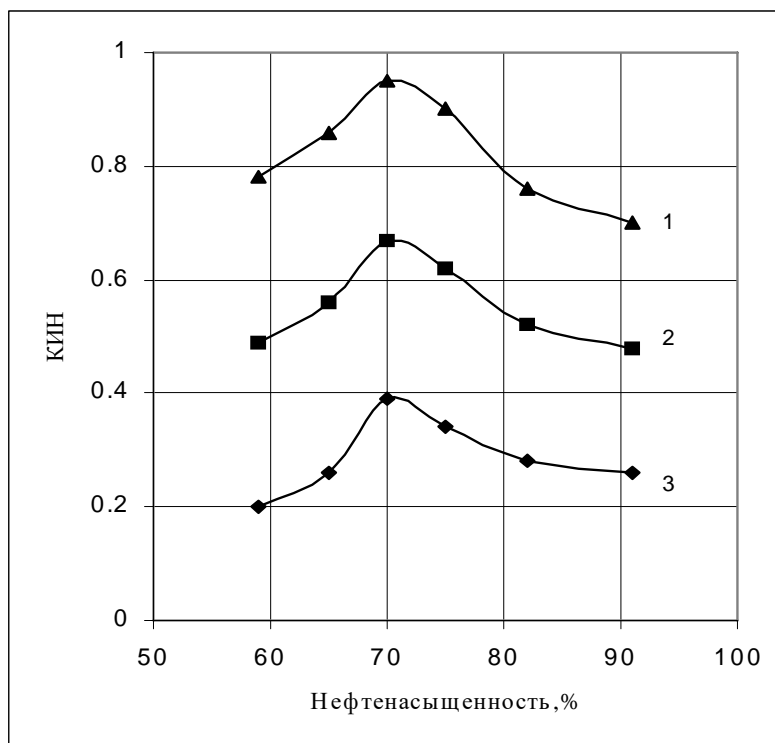


Рис.40 Зависимость конечного КИН водой по слоисто-неоднородному пласту в целом (кр.2) по более (кр.1) и менее (кр.3) проницаемому пропласткам от нефтенасыщенности при ограничении водопритоков в более проницаемом пропластке полимерным раствором

значениях нефтенасыщенности. Прирост КИН по слоисто-неоднородному пласту в целом по сравнению с исходным опытом при значениях нефтенасыщенности 59, 65, 70, 75, 82 и 91% составил 0,08; 0,15, 0,26, 0,21, 0,11 и 0,07 пунктов. Максимальные значения конечного КИН 0,67; 0,95; 0,39 соответственно по пласту в целом, по более и менее проницаемому пропласткам в исследованном диапазоне нефтенасыщенностей наблюдаются при ее значении 70%.

Для выяснения причин, влияющих на рост КИН водой из слоисто-неоднородного пласта с ГСП при проведении ограничения водопритоков в более проницаемом пропластке, были сопоставлены как КИН по каждому из пропластков, так и дебиты нефти и воды из более и менее проницаемого пропластков во времени без проведения и при проведении ограничения водопритоков при нефтенасыщенности 82 % (рис. 41, 42).

Как видно из рис.41, при извлечении нефти водой из слоисто-неоднородного пласта, без изоляции водопритоков из более проницаемого пропластка, при общем времени извлечения 475 мин менее проницаемый пропласток включается в разработку спустя 200 мин после начала процесса разработки. В опытах с изоляцией водопритоков при общем времени извлечения 265 мин менее проницаемый пропласток включается в разработку уже спустя 25 мин после проведения ограничения водопритоков. При этом, если без ограничения водопритоков конечный КИН из более и менее проницаемого пропластков составляет соответственно 0,18 и 0,64 (кр.1,3), то при ограничении водопритоков конечный КИН - составляет уже соответственно 0,28 и 0,76 (кр. 2,4).

Динамика дебитов нефти и воды из более и менее проницаемого пропластков слоисто-неоднородного пласта во времени без изоляции и с изоляцией водопритоков из более проницаемого пропластка приведена на рис.42.. Из рис.42. *a* видно, что после проведения изоляции водопритоков в более проницаемом пропластке, в отличие от случая без изоляции водопритоков (кр.1), поступление воды из него сокращается, а затем вновь

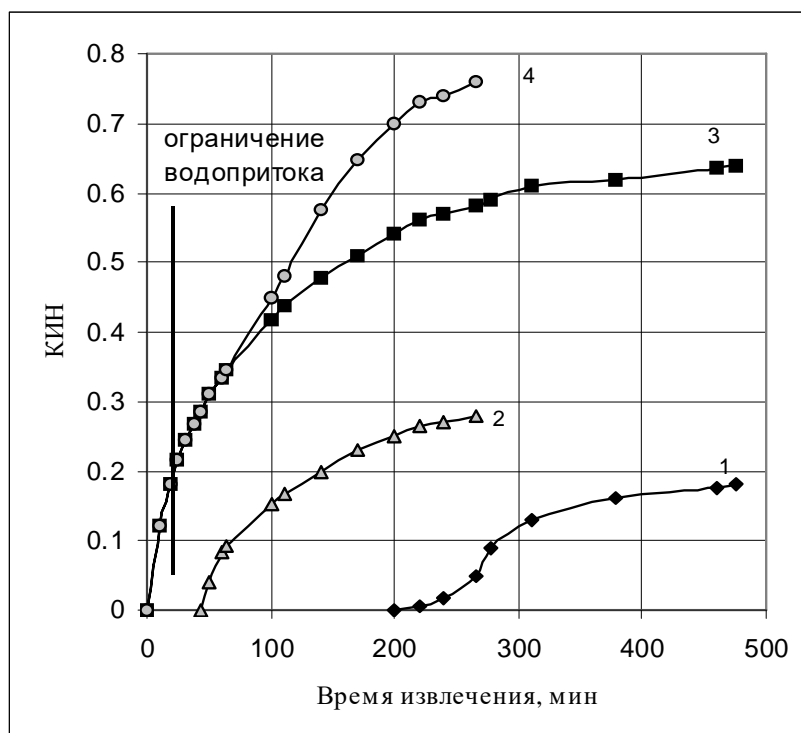


Рис. 41. Изменение коэффициентов извлечения нефти водой во времени из менее (кр.1,2) и более (кр.3,4) проницаемых пропластков слоисто-неоднородного пласта без ограничения (кр.1,3) и с ограничением водопритока (кр. 2,4) при нефтенасыщенности слоисто-неоднородного пласта 82%

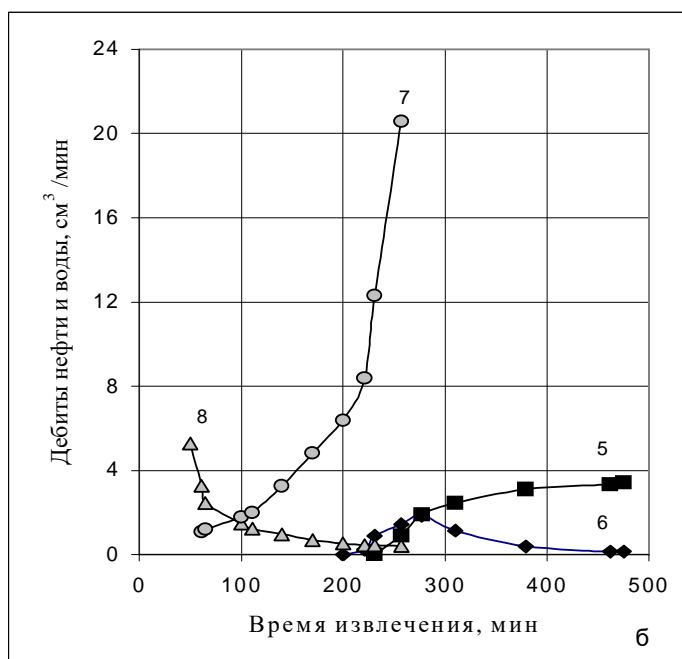
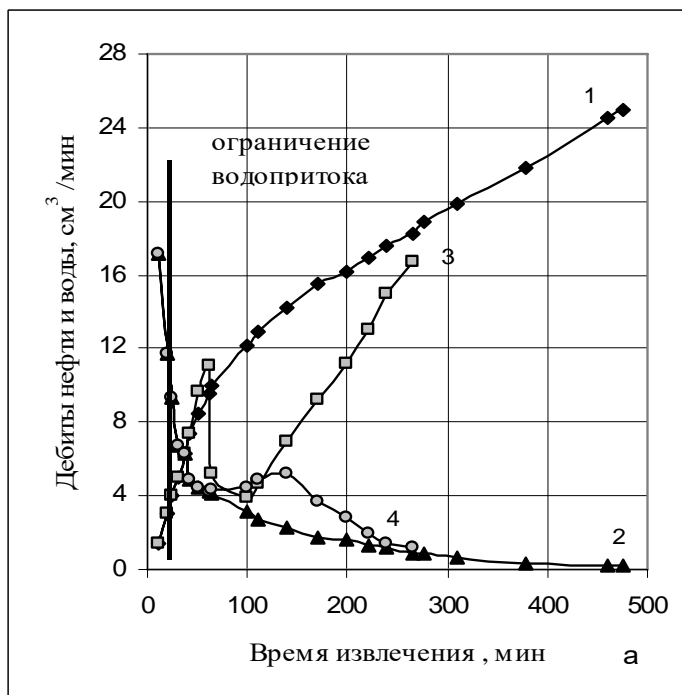


Рис. 42. Изменение коэффициентов извлечения нефти водой во времени из менее (кр.1,2) и более (кр.3,4) проницаемых пропластков слоисто-неоднородного пласта без ограничения (кр.1,3) и с ограничением водопритоков (кр. 2,4) при нефтенасыщенности слоисто-неоднородного пласта 82%

увеличивается (кр.3). Также после изоляции водопритоков наблюдается в определенный момент времени повышение дебита нефти из более проницаемого пропластка по сравнению со случаем без изоляции водопритоков (ср.кр.2 с кр.4 рис. 42 а), затем по прошествии некоторого времени дебит нефти начинает уменьшаться.

Изоляция водопритоков в более проницаемом пропластке улучшает показатели разработки и менее проницаемого пропластка. Так, как видно из рис.42 б, менее проницаемый пропласток при изоляции водопритоков разрабатывается более интенсивно. Он раньше, чем без изоляции водопритоков, включается в разработку с более полным извлечением нефти и время, при котором достигается конечный коэффициент извлечения нефти водой, значительно сокращается (ср. кр.6 и 8). При этом дебит воды по менее проницаемому пропластку при изоляции водопритоков более высокий, чем без изоляции водопритоков в более проницаемом пропластке (ср. кр. 5 с кр.7). Наблюдаемое явление подтверждает тот факт, что в результате образования фактора остаточного сопротивления при ограничении водопритоков полимерным раствором в более проницаемом пропластке, закачиваемая в слоисто-неоднородный пласт с ГСП вода из более проницаемого пропластка по всей площади раздела пропластков поступает в менее проницаемый пропласток и совершает полезную работу по извлечению нефти.

Таким образом, проведенные исследования влияния нефтенасыщенности на эффективность ограничения водопритоков полимерным раствором в более проницаемом пропластке при разработке слоисто-неоднородного пласта с ГСП заводнением показали следующее. Ограничение водопритоков позволило увеличить КИН из слоисто-неоднородного пласта с ГСП при любой степени нефтенасыщенности не только из более проницаемого, но также и из менее проницаемого пропластка при сокращении времени извлечения нефти. При этом существует определенная степень нефтенасыщенности слоисто-неоднородного пласта (в условиях проведения данных экспериментов 70 %), при

которой наблюдается наибольшая эффективность от ограничения водопритоков полимерным раствором. Одним из факторов, в результате которого при ограничении водопритоков в более проницаемом пропластке наблюдается рост КИН как из более, так и менее проницаемого пропластков, является переток воды из более в менее проницаемый пропласток по всей площади их раздела и, как следствие, более равномерное ее распределение по пласту в целом.

3.5 Влияние фактора остаточного сопротивления на эффективность разработки пластов полимерными растворами при движении в них многофазной системы

Опыты по изоляции газопритоков проводились на установке, схема которой приведена на рис. 21.

Методика проведения опытов заключалась в следующем [17, 74].

Модель пласта (1) длиной 0,75 м, диаметром 0,03 м набивается кварцевым песком фракции $d < 0,1$ мм и определяется ее проницаемость по газу, нефти и воде. В опытах использованы нефть из X горизонта месторождения “Гюнешли” и газ, отобраный из месторождения “Булладениз”. Компонентный состав газа соответственно приведен в табл. 20.

Затем модель пласта насыщается пластовой водой, отобранной из месторождения “Гюнешли” и включается в установку.

Вытеснение воды из пористой среды производится газированной нефтью, подаваемой из емкости (3). В емкости (3) газированная нефть создается путем подачи нефти из емкости объемом 700 см^3 (4) и газа из баллона (8) под давлением 8,0 – 8,5 МПа с последующим вращением емкости с газированной нефтью (3) вокруг своей оси для их лучшего перемешивания.

В процессе вытеснения воды из пористой среды газированной нефтью определяются объемы выходящих флюидов и при выходе из модели пласта нефти, газа и воды в количестве, соответственно: 20 см^3 , 0,535-0,540 л и 183-190 см^3 , насыщение пористой среды флюидами считается законченным. Процесс

Таблица 20
Компонентный состав газа, отобранного из месторождения
“Булла-дениз”

Состав газа	% %
Метан	93.31
Этан	4.62
Пропан	1.05
изобутан	0.23
норм. бутан	0.34
изопентан	0.14
норм.пентан	0.09
гексан	0.01
CO ₂	0.21

вытеснения воды осуществлялся при постоянном перепаде давления 0,1 МПа. Остаточная вода в пористой среде рассчитывается по разнице объемов первоначально насыщенной и вытесненной воды, а объем нефти и газа, исходя из объемов начальной и остаточной нефти в емкости с газированной нефтью, а также объемов поступающих нефти и газа при вытеснении воды газированной нефтью.

В опытах фазовая проницаемость пористой среды по газу, воде и нефти соответственно составляет 3,7; 2,0 и 1,4 мкм², газовый фактор газированной нефти составляет 20 - 24 м³/м³. Нефтенасыщенность пористой среды в опытах составляет 55,5 и 58% от объема пор, а водонасыщенность - 15,5%. Объем газа в пористой среде- 3,2 литра, при давлении 8,2 МПа.

Таким образом, пористая среда с объемом пор 250-260 см³ насыщается 34,5-39,0 см³ связанной водой, 144-152 см³ нефтью и 3,11-3,2 л газом.

Исходный опыт по фильтрации флюидов через модель пласта проведен при перепаде давления 0,12 МПа между входом и выходом модели пласта. В ходе процесса, фильтрующиеся через пористую среду нефть, газ и вода поступают в разделитель, где производятся их разделение и замеры.

Следующий опыт аналогичен исходному, но с проведением операции по селективной изоляции газо- и водопритоков. С этой целью, через выходную часть модели закачивается 0,5 % раствор иономера “Л” в количестве 9 % от объема пор. При закачке раствора полимера производится разделение объемов нефти, воды и газа, поступающих из входной части модели в разделитель и их замер. Эти объемы учитываются при окончательном расчете насыщенности модели пласта нефтью, водой и газом.

После 48 часов выдержки раствора полимера в пористой среде начинается процесс фильтрации через пористую среду нефти, газа и воды, в ходе которого снимаются замеры.

Результаты опытов представлены на рис. 43, 44

Как следует из рис 43, при обработке раствором иономера “Л”, в пористой среде образуется $R_{ост}$ по газу в присутствии нефтяной и водной фаз. Первоначальное значение (в течение 3 мин.) величины $R_{ост}$ составляет 10,5 (рис.43 кр.1). За короткое время с начала процесса истощения (6 мин.) $R_{ост}$ резко уменьшается, затем стабилизируется (3,7-3,1). Это объясняется тем, что часть раствора полимера вытесняется из пористой среды сразу с начала процесса истощения.

В исходном опыте время истощения 3,11 л газа (12 объемов порового пространства) из пористой среды, составляет 30 мин. (рис.43 кр.2). При этом коэффициент газоотдачи составляет 0,95.

В опыте с изоляцией газопритока, время истощения 3,2 л газа из пористой среды увеличивается и составляет 54 мин., при коэффициенте газоотдачи 0,98 (рис.43 кр.3). Разница во времени истощения газа из пористой среды происходит за счет образования $R_{ост}$ по газу.

Проведенные эксперименты также показали, что при созданных в опытах значениях водонасыщенности обработка пористой среды раствором полимера полностью изолирует приток воды из модели пласта.

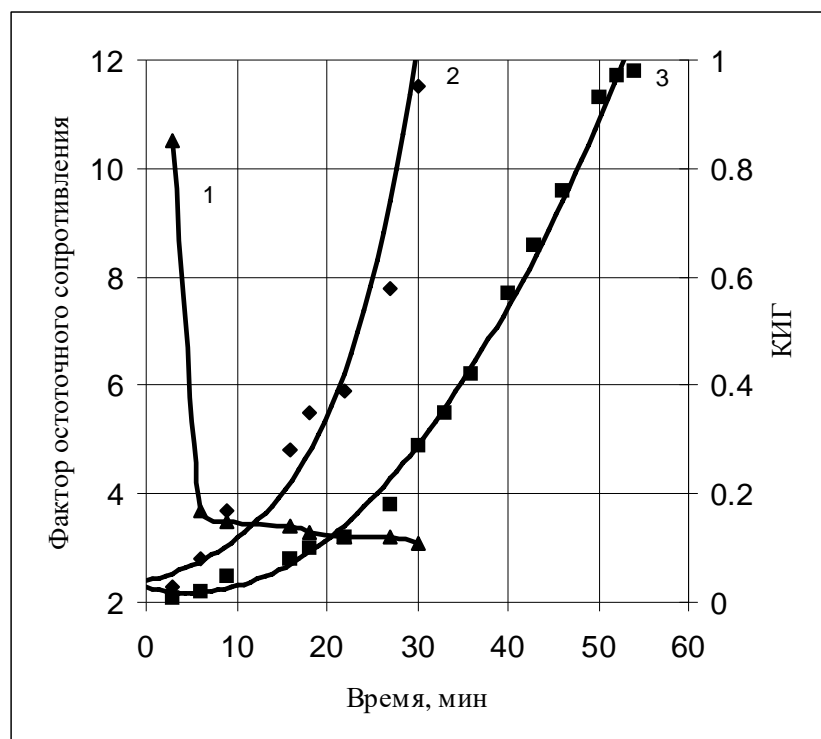


Рис.43. Изменение фактора остаточного сопротивления (кр.1) и коэффициента извлечения газа (КИГ) без обработки (кр.2) и с обработкой пористой среды раствором полимера (кр.3)

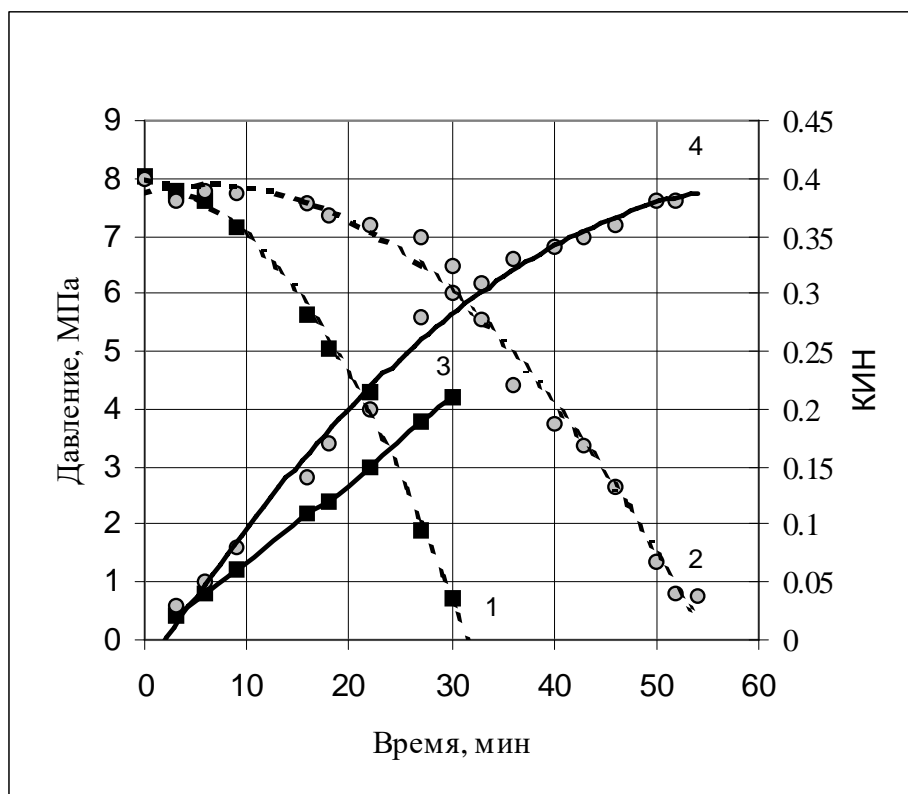


Рис.44. Изменение давления (кр.1,2) и КИН (кр.3,4) от времени без обработки (кр.1,3) и с обработкой пористой среды раствором полимера (кр. 2,4).

Характер изменения КИН в объемах пор до проведения изоляции и после проведения изоляции газопритоков, а также давления в модели пласта показаны на рис.44.

Как видно из рис.44, в опыте с проведением обработки пористой среды раствором полимера сразу происходит рост темпа текущего КИН (ср. кр 3 с кр.4). При этом, если в исходном опыте конечный КИН из пористой среды составил 22 %, то после проведения обработки его величина увеличивается в 1,75 раза и составляет 38,5%. Это является следствием того, что в процессе истощения, вследствие полимерной обработки пористой среды, фильтрующийся газ встречает на пути движения сопротивление и оставаясь в пористой среде выполняет полезную работу по вытеснению дополнительной нефти. Об этом можно судить по уменьшению темпа давления в модели пласта в результате обработки ее полимерным раствором. Если без проведения изоляции газопритоков давление в модели пласта снижается с 8,2 до 0,7 МПа за 30 мин (кр.1 рис.44), то с проведением изоляции оно снижается с 8 до 0,75 МПа за 54 мин (кр.2 рис.44).

Таким образом, результаты опытов по фильтрации газированной нефти из модели пласта показывают, что при обработке пористой среды 0,5 % раствором иономера “Л”, ограничиваются газо- и водопритоки в многофазной (3 фазы) среде. При этом, в условиях настоящих опытов, полностью изолируются водопритоки, а для газа образуется фактор остаточного сопротивления. Обеспечивается селективность ограничения при совместной фильтрации флюидов. Увеличивается фазовая проницаемость по нефти, которая выражается через повышение нефтеотдачи пористой среды. Уменьшается темп падения давления в пласте. Более рационально используется энергия растворенного в нефти газа.

Глава 4. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ОСАДКОГЕЛЕОБРАЗУЮЩИМИ СОСТАВАМИ.

Одной из технологий, позволяющей повысить эффективность обработок ПЗС за счет снижения проницаемости промытых зон призабойной части пласта и уменьшения степени его неоднородности, является применение осадкогелеобразующих составов - ОГЭС [129, 132]. К числу таких технологий можно отнести обработку ПЗС ОГЭС на основе водорастворимых полимеров и щелочей [138]. Данная технология основана на использовании реакции между двумя реагентами в пласте, которые при смешении взаимодействуют между собой и пластовой водой и образуют в ПЗС осадок и гель, препятствующие попаданию воды в скважину. Частным случаем данной технологии является реакция полимера с пластовой водой. Кроме того, как отмечается в работах [11, 132], эффективность применения ОГЭС, на основе водорастворимых полимеров и щелочей, существенно повышается благодаря присутствию полимера, обладающего флокулирующими свойствами и позволяющего связывать отдельные образующиеся в пласте дисперсные частицы между собой и породой пласта и тем самым еще более повысить эффект изоляции.

Эффективность обработок ПЗС ОГЭС при этом будет зависеть от водоизолирующих свойств образуемого экрана и определяемых, в первую очередь, объемом получаемого продукта реакции, перекрывающего каналы фильтрации, реологическими и фильтрационными характеристиками ОГЭС. Изучению этих вопросов и посвящены нижеприводимые исследования.

4.1 Экспериментальные исследования механизма образования осадка, реологических и фильтрационных характеристик осадкообразующих составов

4.1.1. Механизм образования осадка у осадкогелеобразующих составов

Для изучения механизма образования осадка были взяты ОГЭС на основе полиакриламида (ПАА) и щелочи - едкого натра (NaOH) [159]. Концентрация ПАА в ОГЭС-ах изменялась в пределах 0,025-0,15, а NaOH - 0,1-0,75%. ОГЭС-ы готовили на пресной воде, химическая характеристика которой приведена в табл.11.

Количество образуемого осадка при контакте полимера и щелочи определяли следующим образом. Помещенный на стеклянную пластину предварительно взвешенный бумажный фильтр устанавливали на дно литрового стакана. В стакан заливали 1 л полимерного раствора заданной концентрации, затем для достижения необходимой концентрации по щелочи добавляли определенное количество NaOH. После выдержки приготовленного раствора в течение 48 ч стеклянную пластину с бумажным фильтром изымали из стакана и помещали в сушильный шкаф, где высушивали при температуре 105 °С, затем вновь взвешивали и по разнице весов до и после его помещения в стакан определяли количество выпавшего осадка. Полученные результаты, выраженные в миллиграммах на 1 л раствора, представлены в табл. 21.

Как видно из табл.21, при концентрациях полимера в растворе 0,025–0,075 % увеличение концентрации щелочи с 0,1 до 0,25 % приводит к уменьшению осадка, при ее дальнейшем росте до 0,75 % наблюдается повышение количества осадка. При концентрациях полимера в растворе 0,1-0,15 % с ростом концентрации щелочи в растворе от 0,1 до 0,75 % наблюдается только увеличение выпадения осадка.

Изменение количества осадка при контакте полимера и щелочи в зависимости от их концентрации, вызвано действием нескольких причин. С одной стороны, при введении щелочи в полимерный раствор часть ее взаимодействует с поливалентными катионами (Ca^{2+} , Mg^{2+}), содержащимися в воде, в результате чего в осадок, в виде твердой мелкодисперсной фазы выпадают мало-растворимые

Таблица 21

Зависимость количества образованного осадка от концентрации составляющих ОГОС полимера и щелочи

Концентрация щелочи, %	Концентрация ПАА, %				
	0,025	0,05	0,075	0,1	0,15
	Количество осадка, мг/л				
0,1	0,285	0,245	0,22	0,16	0,14
0,12	0,25	0,23	0,195	0,18	0,15
0,15	0,24	0,21	0,19	0,185	0,16
0,25	0,17	0,15	0,18	0,25	0,28
0,5	0,35	0,255	0,23	0,33	0,457
0,75	0,45	0,36	0,31	0,47	0,615

гидроокиси типа $\text{Ca}(\text{OH})_2$. Другая часть щелочи, адсорбируясь на макромолекулах полимера, не участвует в образовании осадка [112]. Поэтому при малых концентрациях щелочи (0,1-0,15 %) при увеличении концентрации полимера в растворе с 0,025-0,15 %, наблюдается уменьшение количества осадка за счет того, что возрастает возможность части щелочи адсорбироваться на полимере. Такой же механизм действует и до концентрации щелочи 0,25 % при концентрациях полимера в растворе 0,025-0,075 %, щелочи и полимера соответственно 0,5-0,75 и 0,025-0,075 %.

С другой стороны, щелочь способствует объединению функциональных групп полимера в более крупные образования [11, 112], в результате чего они могут выпадать в осадок. В то же время и полимер способен связывать отдельные образующиеся дисперсные частицы между собой и также привести

к выпадению их в осадок. Поэтому с увеличением концентрации как щелочи, так и полимера выше указанных пределов вступают в действие все указанные механизмы. В результате этого увеличивается количество осадка как в виде малорастворимых гидроокисей, так и крупных полимерно-щелочных агрегатов.

Таким образом, проведенные исследования показали, что подбирая для каждого конкретного случая обработки ПЗС соответствующие концентрации полимера и щелочи, можно регулировать количество образующегося осадка и тем самым повысить эффективность ограничения водопритоков ОГЭС -ми.

4.1.2. Межфазное натяжения на границе нефть-ОГЭС

Известно, что в ПЗС, в той или иной степени, практически всегда содержится нефть. Поэтому, одной из физико-химических характеристик ОГЭС, на основании которой необходимо оценивается эффективность их применения при обработке ПЗС, является межфазное натяжение на границе раздела нефтяной и водной фаз.

Изучение влияния концентрации щелочи в растворе и компонентов щелочно-полимерных растворов на межфазное натяжение на границе нефть-щелочной раствор и ОГЭС были проведены на тензомере «Spinnig Drop» [40, 77]. Скорость вращения капилляра и температуру при проведении исследований поддерживали соответственно на уровне 2500 об/мин и 30 °С.

Для исследований были использованы две нефти: Сураханской свиты месторождения Балаханы-Сабунчи-Раманы с кислотным числом 1,87 мг КОН/г и нефть I горизонта продуктивной толщи (ПТ) месторождения Кюровдаг с кислотным числом 4,7 мг КОН/г. Согласно классификации, приведенной в [40], данные нефти по содержанию органических кислот можно отнести к высокоактивным.

При приготовлении щелочных растворов и ОГЭС использовался гидроксид натрия (NaOH – едкий натр) и гидролизированный полиакриламид

(ПАА). ОГЭС-ы готовились на пресной воде, гидрохимическая характеристика которой приведена в табл. 11.

Известно [40], что одним из механизмов, благодаря которого щелочные растворы получили применение в нефтедобыче, является образование на контакте с нефтью естественных поверхностно-активных веществ (ПАВ), уменьшающих межфазное натяжение. ПАВ, образованные на контакте нефти с щелочным раствором, диффундируют с поверхности раздела в нефтяную и водную фазы пока не будет достигнуто динамическое равновесие. В связи с этим изменяется во времени и межфазное натяжение. Это же явление наблюдалось и при контакте ОГЭС с нефтью.

На рис. 45 приведено изменение межфазного натяжения во времени на границе нефть Сураханской свиты – ОГЭС с различной концентрацией полимера и щелочи. Полученные результаты показали, что в зависимости от концентрации щелочи и полимера в ОГЭС межфазное натяжение изменялось во времени по-разному. При небольших концентрациях полимера в растворе (0,025 - 0,05%) межфазное натяжение постепенно уменьшается во времени до достижения стационарных значений (рис. 45 кр. 1-4, 9). При высоких концентрациях полимера в растворе (0,1; 0,15%) межфазное натяжение или не изменяется во времени при малых концентрациях щелочи (0,1; 0,15%), или в начальном периоде снижается, а затем остается стационарным при высоких концентрациях щелочи (0,25; 0,75 %) (рис.45 кр. 5, 6, 11 и кр. 7,8,10). Причем и первоначальное значение межфазного натяжения и уровень снижения его зависит от концентрации щелочи в растворе.

На рис.46, 47, 48 представлены зависимости межфазного натяжения от концентрации полимера и щелочи в ОГЭС для нефтей Сураханской свиты месторождения Балаханы-Сабунчи-Раманы и I горизонта продуктивной толщи (ПТ) месторождения Кюровдаг, построенные по стационарным значениям межфазного натяжения.

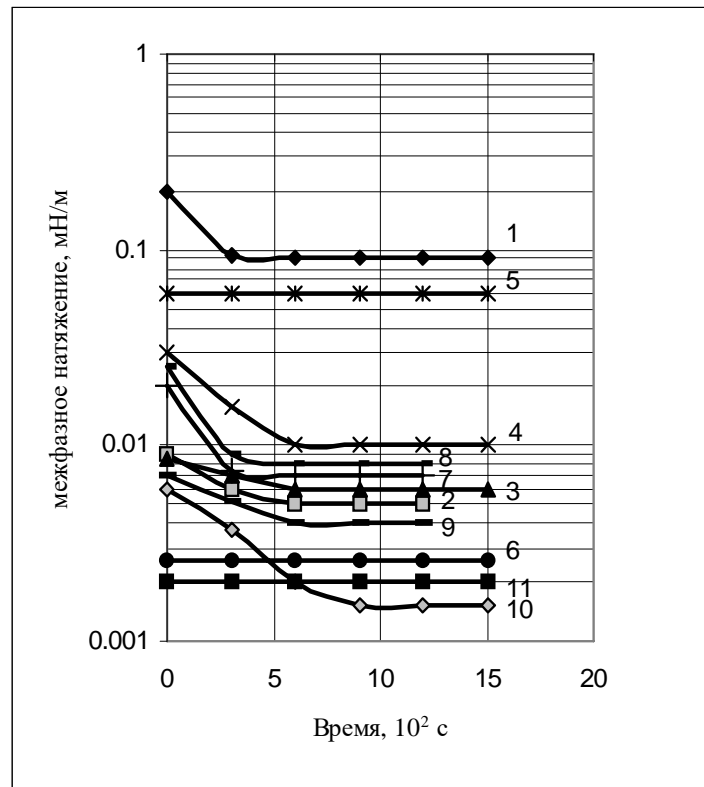


Рис. 45. Зависимость изменения межфазного натяжения во времени на границе нефть - ОГЭС для различных концентраций щелочи и полимера %: ПАА - 0,025 - NaOH - 1-0,1; 2-0,15; 3-0,25 ;4-0,75. ПАА-0,15 - NaOH - 5-0,1; 6-0,15; 7-0,25 ;8-0,75. NaOH-0,15 - ПАА - 9-0,05; 10-0,075; 11-0,1.

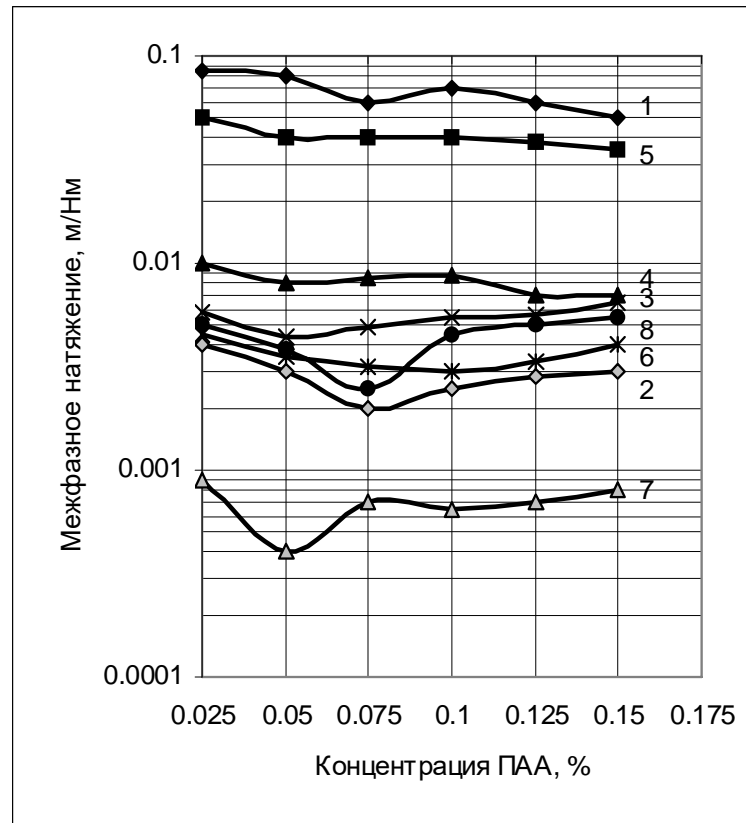


Рис. 46. Зависимость межфазного натяжения от концентрации полимера в ОГЭС для нефтей месторождения Балаханы-Сабунчи-Раманы (1,2,3,4) и месторождения Кюровдаг (5,6,7,8) при содержании NaOH, %: 1,5 -0,1; 2,6 -0,15; 3,7-0,25; 4,8-0,75

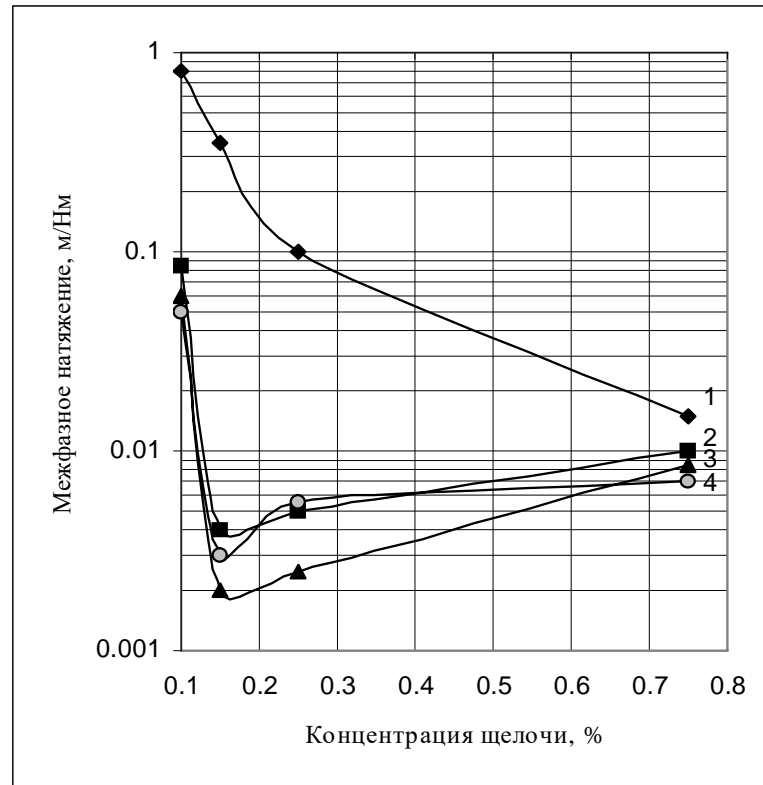


Рис. 47. Зависимость межфазного натяжения от концентрации щелочи на границе ОГЭС- нефть Сураханской свиты месторождения Балаханы-Сабунчи -Раманы при концентрации ПАА в растворе, %: 1-0; 2-0,025; 3- 0,075; 4-0,15.

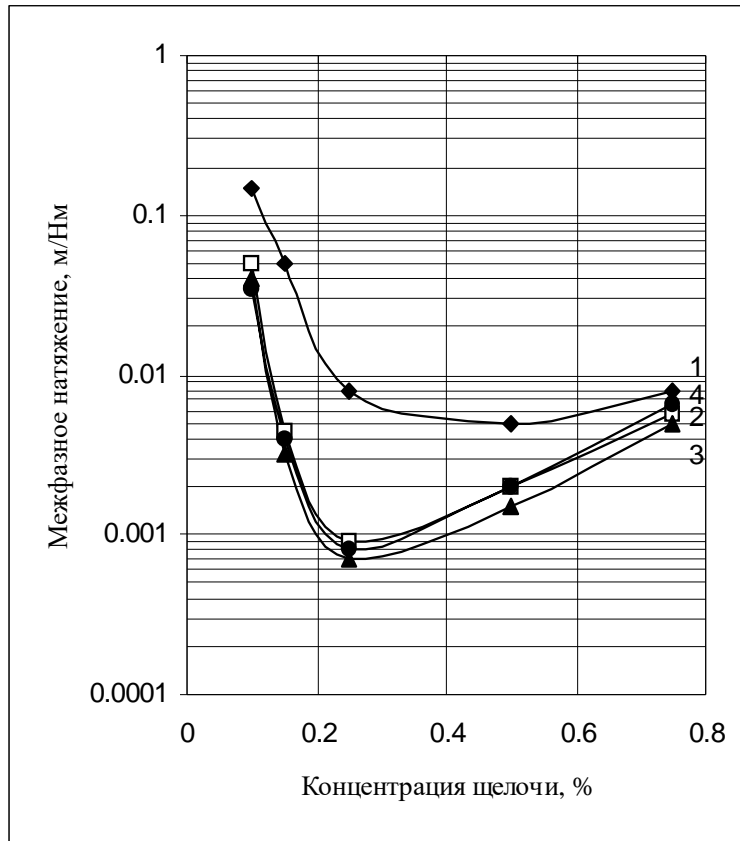


Рис. 48. Зависимость межфазного натяжения от концентрации щелочи на границе ОГЭС- нефти 1 горизонта ПТ месторождения Кюровдаг при концентрации ПАА в растворе, %: 1-0; 2-0,025; 3- 0,075; 4-0,15.

Как видно из рис. 46, для обоих типов нефтей добавка ПАА в щелочной раствор приводит к снижению межфазного натяжения на границе нефть – ОГОС.

Однако увеличение концентрации полимера в ОГОС существенного влияния на межфазное натяжение не оказывает, хотя и наблюдается некоторая тенденция к снижению его с повышением концентрации полимера.

Иной характер имеет зависимость межфазного натяжения для обоих типов нефти от концентрации щелочи в ОГОС (рис.47, 48). Как видно, для обоих типов нефтей при определенных концентрациях щелочи в ОГОС (для нефти Сураханской свиты месторождения Балаханы-Сабунчи-Раманы – 0,15%, для нефти 1 горизонта ПТ месторождения Кюровдаг – 0,25%) наблюдается минимум межфазного натяжения. Повышение и понижение концентрации щелочи в ОГОС относительно этих концентраций приводит к росту межфазного натяжения для обеих типов нефтей. Все значения межфазного натяжения для нефти с большим кислотным числом оказались ниже, чем для нефти с меньшим его значением.

Другой интересной особенностью, полученной при проведении, является то, что для ОГОС получены меньшие значения межфазного натяжения во всем рассматриваемом диапазоне концентраций щелочи, чем для чисто щелочных растворов (ср. кр. 1 и 2,3,4 рис. 47, 48).

Более низкие значения межфазного натяжения полученные для ОГОС по сравнению с чисто щелочными растворами, по-видимому, связаны со следующими причинами. С одной стороны, адсорбция макромолекул полимера на границе раздела нефть–ОГОС приводит к возрастанию количества ПАВ в поверхностном слое. С другой стороны, адсорбированные на границе раздела макромолекулы полимера и возросшая по сравнению с щелочным раствором вязкость ОГОС тормозят диффузию ПАВ как в нефтяную фазу, так и в фазу ОГОС.

4.2. Экспериментальные исследования реологических и фильтрационных характеристик осадкогелеобразующих составов

Для определения скоростей закачки ОГЭС в ПЗС, ожидаемых давлений и условий фильтрации в пористые среды необходимо знание реологических и фильтрационных характеристик ОГЭС.

4.2.1 Экспериментальные исследования реологических характеристик осадкогелеобразующих составов

Изучение реофизических свойств осадкогелеобразующих составов (ОГЭС) в зависимости от концентрации полимера, щелочи и вида растворителя выполнено как на ВПЖ-2 с диаметром капилляра $0,56 \cdot 10^{-3}$ м, так и на ротационном вискозиметре Реотест 2.1. по стандартной методике, с обязательным термостатированием [158]. В качестве образцов для исследования были взяты ОГЭС следующего состава: иономер «Л» или технический ПАА аммиачной очистки молекулярной массой $1,35 \cdot 10^6$, едкий натр (NaOH) и растворитель. Концентрация ПАА и NaOH в ОГЭС изменялись соответственно от 0,05 до 0,15% и от 0,1 до 0,75%, а концентрация иономера «Л» и NaOH - изменялась от 0,075 до 1% и 0,1-1 %.

Растворителями служили дистиллированная, пресная, морская, пластовая и сборная пластовая вода соответственно НГДУ «28 Мая» и «Балаханынефть». Химическая характеристика растворителей представлена в табл. 11.

Зависимость, определенной на ВПЖ-2, динамической вязкости ОГЭС на основе ПАА и NaOH в различных растворителях от концентрации щелочи приведена на рис.49.

Как видно из рис. 49, динамическая вязкость ОГЭС с увеличением концентрации полимера, независимо от вида растворителя, растет. Причем, как правило, при одних и тех же концентрациях ПАА в составе динамическая

вязкость ОГЭС на дистиллированной воде при малых концентрациях щелочи оказывается выше динамической вязкости ОГЭС на пресной воде. При больших концентрациях щелочи ниже. Увеличение концентрации щелочи в ОГЭС в зависимости от вида растворителя, приводит к различному поведению динамической вязкости. Для ОГЭС на дистиллированной воде при всех концентрациях полимера увеличение концентрации щелочи снижает динамическую вязкость (рис. 49 кр. 1,2,3). Для ОГЭС на пресной воде рост концентрации щелочи в начале приводит к увеличению динамической вязкости, а затем к ее снижению (рис. 49 кр. 4,5,6). Анализ полученных кривых также показывает, что максимум динамической вязкости для этих ОГЭС с увеличением концентрации полимера в составе наблюдается при все более повышенных концентрациях щелочи.

Характер течения ОГЭС определен на Реотесте 2.1.

На основе полученных на вискозиметре экспериментальных данных в логарифмических координатах строились кривые течения в виде зависимости напряжения сдвига (τ) от скорости сдвига ($\dot{\gamma}$). На рис. 50, 51 показаны серии реологических кривых, построенных для ОГЭС с концентрацией иономера “Л” 0,5% и едкого натра 0,1; 0,5; 1 % на пресной и сборной пластовой воде и ОГЭС с концентрацией ПАА 0,05% и едкого натра 0,01% при температурах 30-80 °С, и с концентрацией ПАА 0,05% и едкого натра 0,01; 0,75 % при температуре 30 °С на пресной воде. Как видно из рис. 50, 51, экспериментальные точки с хорошей точностью ложатся на прямые, вид которых определяется реологическими свойствами ОГЭС и температурой.

Затем кривые течения обрабатывались согласно степенного закона Оствальда-Де Вале (5).

Полученные данные сведены в таблицы 22, 23.

Как видно из таблицы 22, ОГЭС на основе ПАА и NaOH при вискозиметрическом течении проявляют псевдопластические свойства, которые с уменьшением концентрации полимера, увеличением концентрации щелочи с 0,1 до

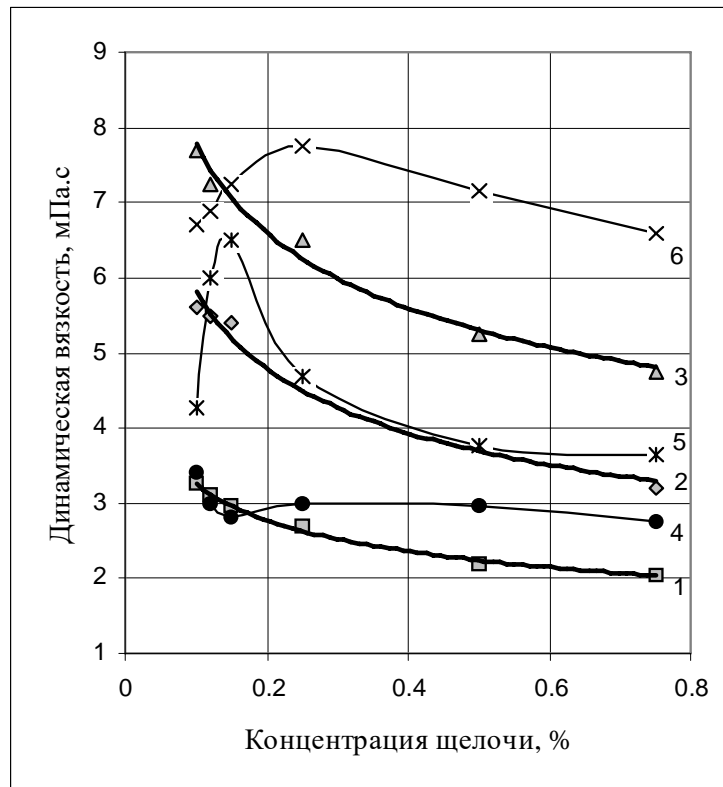


Рис.49. Зависимость динамической вязкости ОГОС в дистиллированной (кр.1,2,3) и пресной (кр. 4,5,6) воде от концентрации щелочи при различных концентрациях ПАА %: кр. 1,4 -0,05; кр. 2,5- 0,1; кр. 3,6 - 0,15

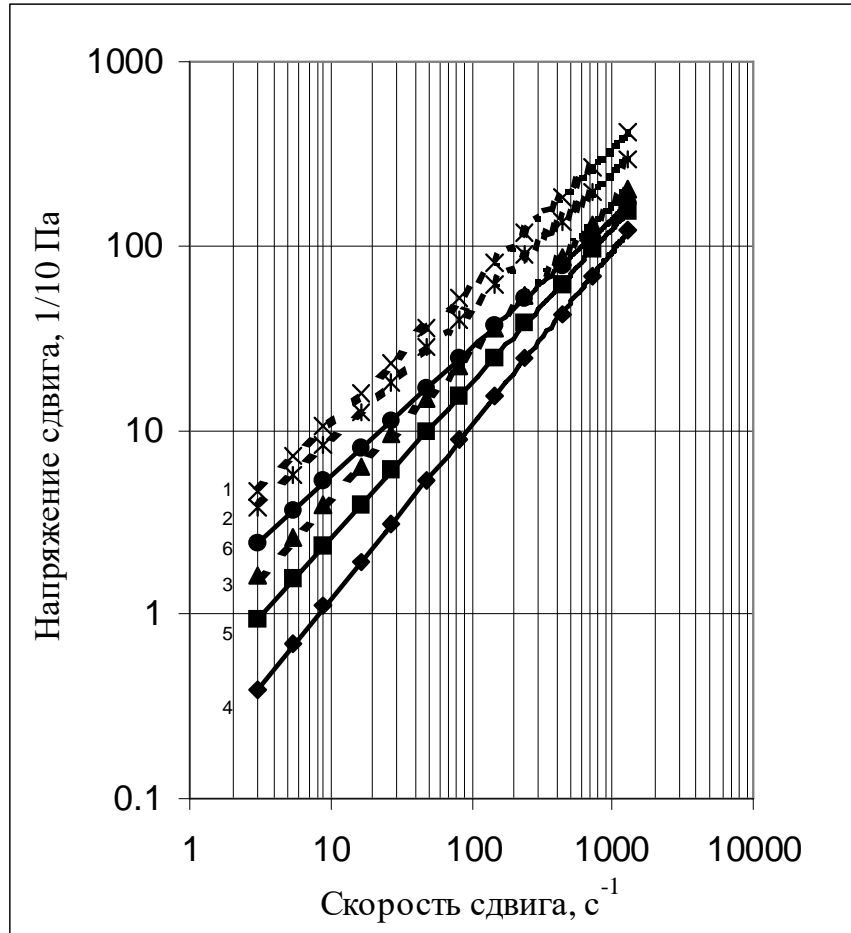


Рис.50. Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига для ОГЭС с концентрацией иономера "Л" 0,5% и едкого натра концентрацией 0,1% - кр.1,4; 0,5% - кр. 2,5; 1% - кр.3,6 в пресной (кр.1,2,3) и сборной пластовой (кр.4,5,6) воде

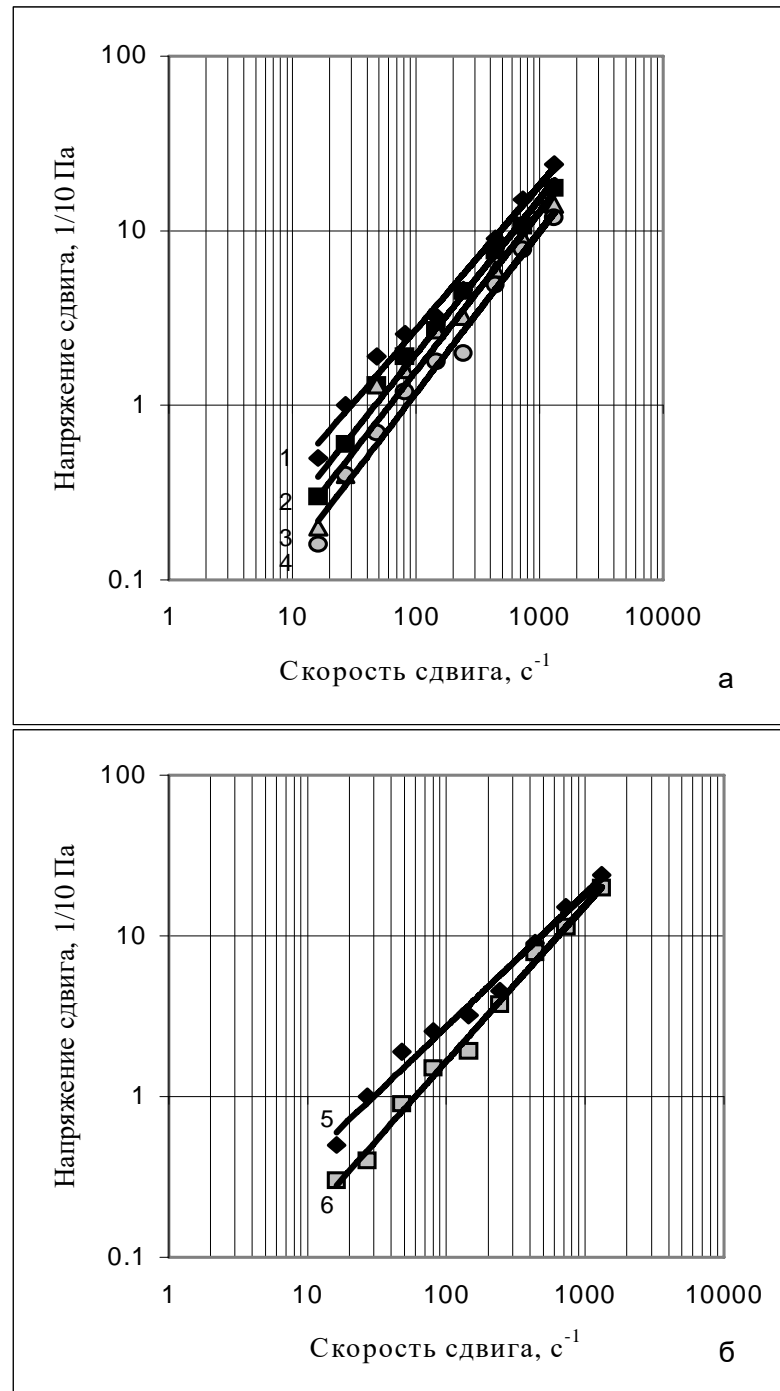


Рис. 51. Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига для: ОГСО на основе ПАА и NaOH: а) с концентрацией ПАА 0,05% и едкого натра 0,1% при температурах, С⁰: 1 - 30; 2 - 40; 3 - 60; 4 - 80 б) с концентрацией ПАА 0,05% и едкого натра, %: 5 - 0,1; 6 - 0,75

Таблица 22

Зависимость характера течения ОГЭС от концентрации полимера, щелочи и температуры

ОГЭС		Температура, °С							
Концентрация, %		30		40		60		80	
ПАА	NaOH	Реологические константы							
		k	n	k	n	k	n	K	n
0,05	0,1	0,06	0,8284	0,036	0,8889	0,022	0,9136	0,016	0,9255
	0,12	0,037	0,8992	0,029	0,9059	0,022	0,9180	0,015	0,9350
	0,15	0,037	0,8953	0,024	0,9328	0,016	0,9645	0,009	0,9965
	0,25	0,03	0,9229	0,023	0,9409	0,017	0,9559	0,006	1,0000
	0,75	0,024	0,9575	0,017	0,9836	0,012	0,9849	0,008	1,0000
0,075	0,1	0,045	0,9006	0,029	0,9202	0,025	0,9153	0,007	0,9284
	0,12	0,08	0,9196	0,036	0,9116	0,026	0,9220	0,015	0,9630
	0,15	0,031	0,9695	0,025	0,9712	0,018	0,9721	0,013	0,9766
	0,25	0,031	0,9688	0,023	0,9802	0,015	1,0000	0,012	1,0000
	0,75	0,026	0,9814	0,018	1,0000	0,014	1,0000	0,008	1,0000

0,75 % в ОГЭС и температуры с 30 до 80 °С ослабляются. Для ОГЭС с концентрацией ПАА 0,05 % щелочи 0,25-0,75 % при температуре 80 °С и для ОГЭС с концентрацией ПАА 0,075 % щелочи 0,75% при температуре 40 °С, щелочи 0,25-0,75% при температурах 60, 80 °С наблюдается переход от псевдопластических свойств к ньютоновским.

Как видно из таблицы 23, ОГЭС на основе иономера «Л» и щелочи при небольших концентрациях полимера 0,075-0,15 %, независимо от концентрации щелочи и вида растворителя, ведут себя как ньютоновские жидкости. С увеличением концентрации иономера «Л» от 0,5 % до 1 % ОГЭС ведут себя как псевдопластические жидкости. Причем с увеличением концентрации щелочи в ОГЭС псевдопластичность их растет, а коэффициент консистенности для ОГЭС на пресной воде уменьшается, для ОГЭС на сборной пластовой воде - растет. При всех рассмотренных концентрациях иономера «Л» (0,075-2,5 %) его растворы в водах различной минерализации в отсутствие щелочи ведут себя как псевдопластические жидкости (см. табл. 23).

Таблица 23

Зависимость характера течения ОГЭС от концентрации полимера, щелочи и вида растворителя

Вода	NaOH, %	Концентрация полимера, %							
		Иономер "Л"							
		0,075		0,15		0,5		1	
		Реологические константы							
		k	n	k	n	k	n	k	n
Прес- Ная	0	0.006	0.8517	0.014	0.8156	0.101	0.7516	0.154	0.7686
	0,1	0,004	1,0000	0,0067	1,0000	0.206	0.7362	0.339	0.7848
	0,3	0,0035	1,0000	0,0058	1,0000	0.173	0.7192	0.253	0.7526
	0,5	0,0032	1,0000	0,0055	1,0000	0.17	0.7161	0.248	0.7284
	0,7	0,0024	1,0000	0.004	1,0000	0.168	0.714	0.217	0.7159
	1	0,002	1,0000	0.0033	1,0000	0.114	0.6955	0.206	0.6698
Сбор Ная Плас- Товая	0	0.0016	1.0000	0.002	1.0000	0.006	1.0000	0.029	0.9332
	0,1	0,0017	1,0000	0.0021	1,0000	0.014	0.9409	0.051	0.8595
	0,3	0,002	1,0000	0.0026	1,0000	0.032	0.8628	0.087	0.8136
	0,5	0,0022	1,0000	0.0031	1,0000	0.038	0.8378	0.09	0.8084
	0,7	0,0024	1,0000	0.0035	1,0000	0.04	0.8324	0.151	0.7713
	1	0,0026	1,0000	0.0036	1,0000	0.068	0.7957	0.212	0.7799
Вода		Концентрация полимера, %							
		0,3		0,5		1,25		2,5	
		Реологические константы							
		k	n	k	n	k	n	k	n
Пресная		0,059	0,8161	0,101	0,7516	0,172	0,7851	0,273	0,7898
морская		0,036	0,7610	0,08	0,7661	0,146	0,7772	0,296	0,7531
пластовая		0,017	0,8187	0,058	0,7826	0,113	0,7493	0,246	0,7968

Сравнение данных приведенных в табл.22 и табл. 23 также показывает, что увеличение концентрации едкого натра приводит к снижению псевдопластических свойств ОГЭС на основе ПАА и к их усилению для ОГЭС на основе иономера «Л».

Используя данные полученные на ротационном вискозиметре согласно формуле ($\mu_{\text{э}} = k \cdot \dot{\gamma}^{n-1}$), приведенной в [161], рассчитаны значения эффективной вязкости для исследованных ОГЭС. На рис.52 приведена зависимость эффективной вязкости для ОГЭС с концентрацией иономера "Л" 0,5% и NaOH 0,1; 0,5; 1 % на пресной и сборной пластовой воде от скорости сдвига, из которого следует, что эффективная вязкость исследованных ОГЭС с увеличением

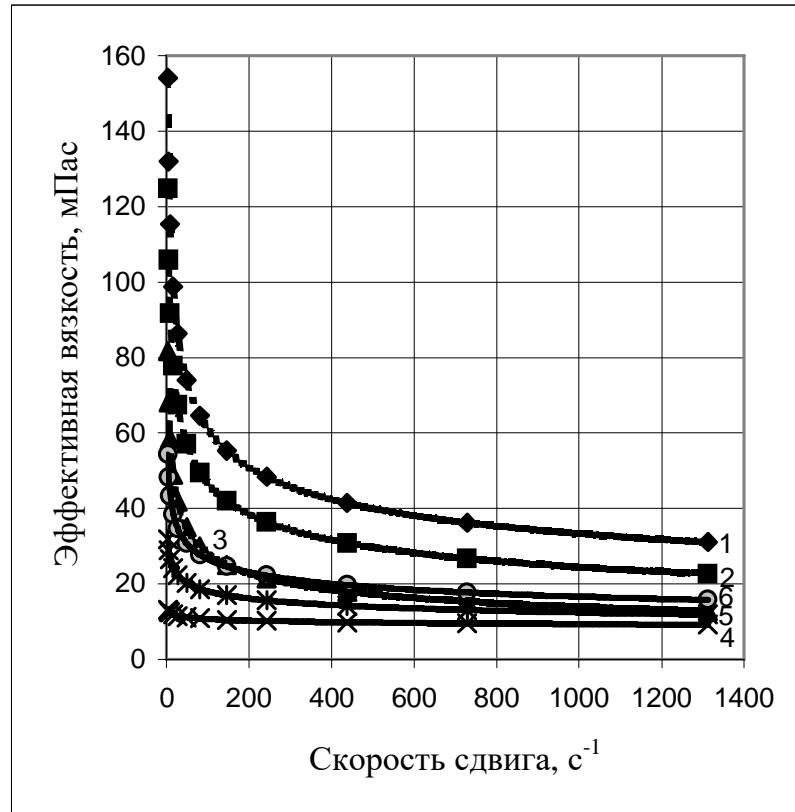


Рис.52 Зависимость эффективной вязкости от скорости сдвига для ОГЭС с концентрацией ионамера "Л" 0,5% и едкого натра концентрацией 0,1% - кр.1,4; 0,5% - кр. 2,5; 1% - кр.3,6 в пресной (кр.1,2,3) и сборной пластовой (кр.4,5,6) воде

скорости сдвига снижается. Причем эффективная вязкость ОГЭС на пресной воде выше, чем эффективная вязкость ОГЭС на сборной пластовой воде (ср. кр. 1,2,3 с кр 4,5,6 рис.52).

На рис.53 приведены значения эффективной и ньютоновской вязкости ОГЭС при концентрации NaOH 0,1-1% и иономера «Л» 0,075-1% в составе. Значения эффективной вязкости для ОГЭС, проявляющих псевдопластические свойства, взяты при скорости сдвига $16,2 \text{ с}^{-1}$. Анализ, представленных на рис.53 данных, показал, что эффективная и ньютоновская вязкости ОГЭС, приготовленных на пресной воде, с увеличением концентрации щелочи уменьшаются, а эффективная и ньютоновская вязкости ОГЭС приготовленных на сборной пластовой воде – увеличиваются. Эффективная и ньютоновская вязкости ОГЭС, приготовленных на пресной воде, при концентрациях щелочи 0,1-0,7 % выше вязкости ОГЭС с таким же содержанием полимера и щелочи, приготовленных на сборной пластовой воде. Однако при одной и той же концентрации полимера и концентрации щелочи 1 % вязкость ОГЭС на сборной пластовой воде может стать равной или даже выше вязкости ОГЭС на пресной воде (ср. кр.1,2 с кр.3,4 и кр.5,6 с кр. 7,8 рис.53).

На рис. 54 приведены значения эффективной вязкости ОГЭС на основе ПАА при его концентрации 0,05 и NaOH 0,1% при температурах 20-80 °С (рис. 54 а) и при его концентрации 0,05 % при концентрациях NaOH 0,1; 0,15; 0,25; 0,75% (рис. 54 б) в зависимости от скорости сдвига, из которого видно, что при сохранение псевдопластического характера течения эффективная вязкость ОГЭС с увеличением температуры и концентрации едкого натра снижается.

Результаты проведенных исследований показали, что реофизические свойства ОГЭС в очень сильной степени зависят от минерализации растворителя, концентрации едкого натра, полимера, скорости сдвига и температуры. Связано это, по-видимому, с несколькими причинами.

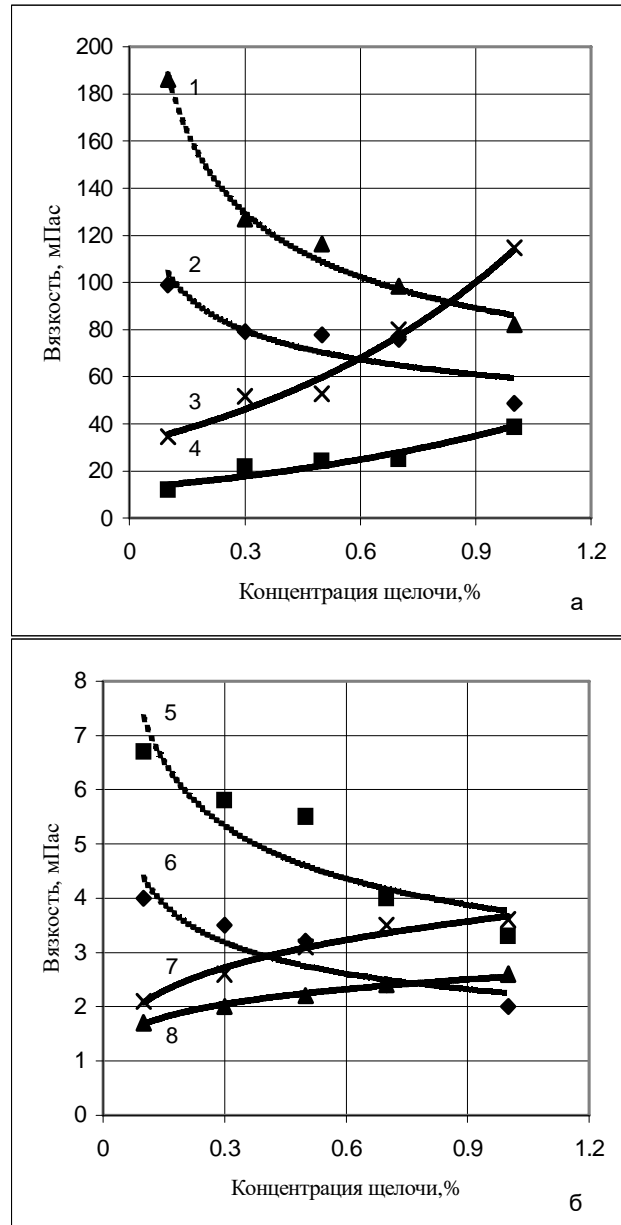


Рис. 53 Зависимость эффективной (а) и ньютоновской (б) вязкости ОГЭС на пресной (кр.1,2,5,6) и сборной пластовой (кр.3,4,7,8) воде от концентрации щелочи при концентрации иономера "Л", %: 1 - кр.1,3; 0,5 - кр.2,4; 0,15 - кр.5,7; 0,075 - кр.6,8

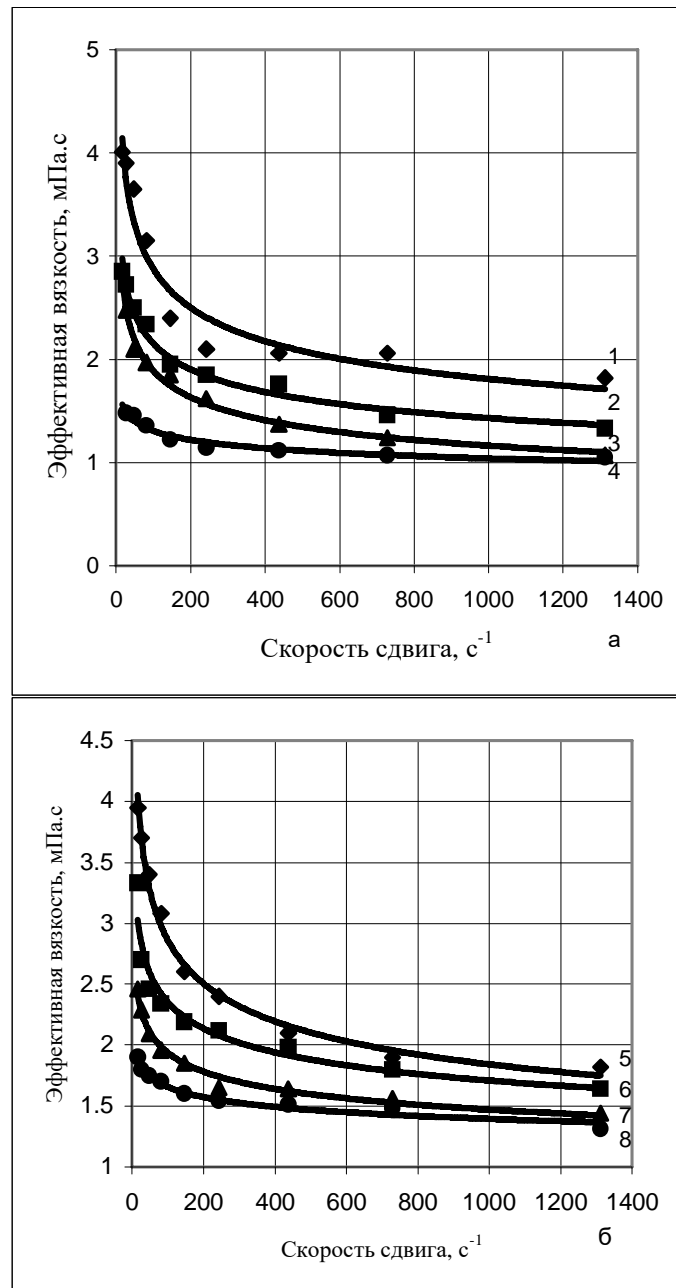


Рис. 54 Зависимость эффективной вязкости от скорости сдвига для ОГЭС на пресной воде на основе ПАА и NaOH:

а) с концентрацией ПАА 0,05% и едкого натра 0,1% при температурах, С⁰: 1 - 30; 2 - 40; 3 - 60; 4 - 80

б) с концентрацией ПАА 0,05% и едкого натра, %: 5-0,1;

Известно, что согласно современным представлениям о модели макромолекулы полимера ее наиболее вероятная форма и объем являются самопроизвольным результатом микроброуновского движения звеньев макромолекулы [25,163,177]. Если же вдоль цепеобразной макромолекулы расположены ионизируемые группы (например, карбоксильные как у ПАА), то вследствие электростатических сил отталкивания (полиэлектролитного набухания) макромолекула приобретает более объемную форму. С уменьшением диссоциации объем макромолекулы уменьшается [65, 112, 177]. Поэтому в дистиллированной или слабоминерализованной воде взаимодействие собственных полярных групп обуславливает распрямление макромолекулярных цепочек и увеличение их размеров. В минерализованной воде собственные заряды полимера частично нейтрализуются и макромолекулярные цепочки сворачиваются и становятся более компактными. Наличие в растворителе солей, особенно солей многовалентных металлов (например, Ca^{2+} и Mg^{2+}), может приводить к сшивке гидролизированных макромолекул полимера и образованию крупных ассоциаций [112, 163].

С другой стороны, известно, что для макромолекул ПАА в зависимости от концентрации полимера в растворе, характерны две формы существования: глобулярная и отчасти напоминающая фибриллярную [112,177]. Причем для небольших концентраций ПАА в растворе, когда полимера недостаточно для перекрытия координационных сфер индивидуальных макромолекулярных клубков, характерна глобулярная форма, для больших - нечто среднее между глобулярной и фибриллярной формами.

Учитывая вышеизложенное можно сделать следующие предположения о влиянии конформационных изменений макромолекул на динамическую и эффективную вязкость исследуемых ОГОС при изменении концентрации щелочи и полимера.

Так как максимальные размеры макромолекула ПАА имеет в дистиллированной воде при $\text{pH} = 7-8$ [112] поэтому динамическая вязкость ОГОС при

небольших концентрациях щелочи в составе выше, чем динамическая вязкость ОГОС на пресной воде. Добавка в ОГОС на дистиллированной воде щелочи приводит к экранированию отрицательно заряженных карбоксильных групп ионами натрия и уменьшению размеров макромолекул. Причем, тем большему, чем выше концентрации едкого натра в ОГОС. В результате наблюдается уменьшение динамической вязкости ОГОС на дистиллированной воде (рис.49 кр.1,2,3).

Наличие в пресной воде ионов многовалентных металлов (Ca^{2+} и Mg^{2+}) (см. табл.11) способствует при добавке щелочи в ОГОС сшивке отдельных звеньев макромолекул ПАА через катион кальция и образованию ассоциаций. Это макроскопически проявляется в росте динамической вязкости ОГОС на пресной воде. Причем можно предположить, что при небольших концентрациях едкого натра (0,1%) в ОГОС на пресной воде, размеры этих ассоциаций меньше размеров ПАА в ОГОС на дистиллированной воде. Поэтому динамическая вязкость ОГОС на дистиллированной воде выше динамической вязкости ОГОС на пресной воде при концентрации едкого натра 0,1 % (см. рис. 49).

Вязкость ОГОС определяется также формой существования макромолекул ПАА. При концентрациях ПАА в ОГОС 0,05-0,15 % макромолекулы образуют крупные ассоциации глобулярно-фибриллярной формы и динамическая вязкость ОГОС с увеличением концентрации щелочи начинает расти. Причем чем выше концентрация полимера в ОГОС, тем выше динамическая вязкость ОГОС и при больших концентрациях щелочи наблюдается ее максимум (рис. 49 кр. 4,5,6), что связано и с ростом количества образованных ассоциаций и их размеров. В то же время с ростом концентрации щелочи в ОГОС растет концентрация ионов оказывающих экранирующее действие на заряды цепи, в связи с чем макромолекулы ПАА или их ассоциации уменьшают свои размеры и динамическая вязкость ОГОС, пройдя через максимум начинает снижаться. Снижение динамической вязкости ОГОС с ростом концентрации

щелочи, по-видимому, связано также с обеднением ОГЭС полимером из-за выпадения в осадок крупных полимерных ассоциаций.

В связи с тем, что пресная вода менее минерализованна по сравнению со сборной пластовой водой, эффективная вязкость ОГЭС, приготовленного на пресной воде выше вязкости ОГЭС, приготовленного на сборной пластовой воде (см. рис. 52). При добавке едкого натра в ОГЭС, приготовленного на пресной воде, минерализация растворителя растет и эффективная вязкость ОГЭС уменьшается (см. рис 52 кр. 1,2,3, рис 53 кр.1,2,5,6). При добавке едкого натра в сборную пластовую воду минерализация растворителя снижается из-за выпадения части солей в осадок и вязкость ОГЭС растет (см. 52 кр. 4,5,6 и рис. 53 кр.3, 4 ,7, 8).

При малой концентрации полимера в ОГЭС расстояние между макромолекулами велико по сравнению с их размерами. Поэтому при добавке полимера в ньютоновскую жидкость (растворитель) до определенной концентрации вязкость ОГЭС будет увеличиваться, а линейная зависимость между напряжением сдвига (τ) и скоростью сдвига ($\dot{\gamma}$) не будет нарушаться (см. табл.23 концентрация иономера «Л» 0,075; 0,15 %). Однако при достижении определенной концентрации (достижении определенного объема полимером) в виду образования полимером пространственной структуры такая линейная зависимость будет нарушаться, что приведет к аномалии вязкости. ОГЭС будут проявлять псевдопластические свойства и эффективная вязкость их с увеличением скорости сдвига будет уменьшаться (см. табл.23 концентрации иономера «Л» 0,5;1 %, рис.52).

Уменьшение эффективной вязкости ОГЭС с увеличением температуры связано как с уменьшением вязкости растворителя, так и с уменьшением вязкостных и вязкоупругих свойств полимера под влиянием температуры [20, 23, 25].

Таким образом, как показали проведенные экспериментальные исследования концентрация компонентов, входящих в ОГЭС, тип растворителя, темпе-

ратура, а также скорость сдвига существенно влияют на реологические свойства ОГЭС.

4.2.2 Экспериментальные исследования фильтрационных характеристик осадкогелеобразующих составов

Исследования фильтрационных характеристик ОГЭС проводились на нецементированных пористых средах. В качестве модели пористой среды использовался кварцевый песок. Проницаемость пористой среды составляла 1,2 мкм².

При приготовлении ОГЭС использованы технический полиакриламид (ПАА) молекулярной массой 1,3510⁶ и NaOH. ОГЭС-ы готовились на дистиллированной и пресной воде (табл. 11). Концентрации ПАА и NaOH в ОГЭС изменялись соответственно от 0,05 до 0,15 % и от 0,1 до 0,75 %.

Фильтрационные характеристики ОГЭС в пористой среде, насыщенной той же самой водой, что и растворитель (дистиллированная или пресная вода), на котором приготовлен исследуемый ОГЭС, с концентрацией ПАА 0,05% и NaOH 0,1 0,12; 0,25; 0,75%, в виде зависимости фактора сопротивления (R), определенного по формуле 1, от скорости фильтрации представлены в табл. 24. Результаты обработки экспериментальных данных в виде зависимости R от скорости фильтрации также приведены в табл.24

Как показали опыты, ОГЭС, приготовленные на дистиллированной воде, фильтруются через пористую среду без затухания фильтрации как псевдопластические жидкости при всех рассмотренных концентрациях щелочи (R снижается с увеличением скорости фильтрации см. столбцы 2,3,4,5, а также результаты обработки экспериментальных данных табл.24). С увеличением концентрации щелочи в ОГЭС R снижается (ср. столбцы.2,3,4,5).

ОГЭС, приготовленные на пресной воде, также движутся через пористые среды как псевдопластические жидкости (R снижается с увеличением скорости

Таблица 24

**Зависимость фактора сопротивления для ОГОС от скорости
фильтрации**

Скорость фильтрации, 10-4 м/с	Тип растворителя							
	Дистиллированная вода				Пресная вода			
	Концентрация щелочи							
	0.1	0.12	0.25	0.75	0.1	0.12	0.25	0.75
	Фактор сопротивления							
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0.15								12
0.3						17		10
0.5	5.5	5.16	4.5	4.09			18	7.75
0.7					21.5	12.5		
0.85					16.75	11.2	14.25	7.25
1	5	4.82	4.12	3.8			12	
1.2	4.62	4.46	3.85	3.6	13.25	9.25	8.75	
1.6					11	8	6.75	6.25
2	4.36	4.18	3.62	3.4	9	7		
2.6	4.13	4	3.46	3.26	8	6		
2.8					8		5.05	6.25
3.2	4	3.82	3.3	3.09				
3.7						5.2	4.5	6.25
4.2	3.82	3.6	3.13	3				
4.5	3.75	3.58	3.1	2.9		4.75		6.25
5.5	3.7	3.52	3.03	2.89				
5.9	3.7	3.5	3.01	2.88				
6		3.5	3	2.88				
7			3	2.87				
Зависимость R для ОГОС от скорости фильтрации								
Результаты обработки	$R = 4.908*V^{-0.17}$	$R = 4.686*V^{-0.1691}$	$R = 4.048*V^{-0.1674}$	$R = 3.738*V^{-0.1465}$	$R = 15.491*V^{-0.6962}$	$R = 9.872*V^{-0.4696}$	$R = 12.204*V^{-0.7778}$	$R = 7.679*V^{-0.1883}$

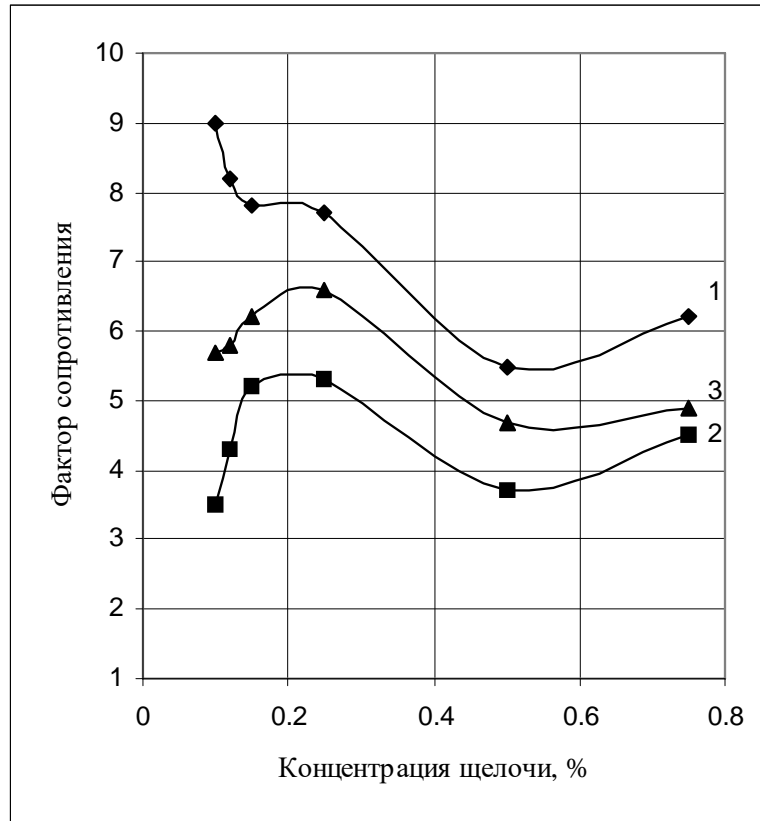


Рис. 55. Зависимость фактора сопротивления от концентрации щелочи в ОГОС при постоянной скорости фильтрации и при различных концентрациях ПАА, % : кр.1- 0,05; кр. 2- 0,075; кр. 3 - 0.15

фильтрации см. столбцы 6,7,8,9, а также результаты обработки экспериментальных данных табл.24). R у ОГЭС на пресной воде при тех же концентрациях щелочи выше, чем у ОГЭС на дистиллированной воде (ср. столбцы 2, 3, 4, 5 с 6, 7, 8, 9 табл. 24) и с увеличением концентрации щелочи в составе снижается.

На рис.55 показаны значения фактора сопротивления от концентрации щелочи, полученные при одной и той же скорости фильтрации через пористую среду ОГЭС с концентрацией ПАА 0,05-0,15% и едкого натра 0,1-0,75%.

Как видно из рис. 55, зависимость фактора сопротивления от концентрации щелочи и полимера в ОГЭС при одной и той же скорости фильтрации имеет нелинейный характер.

На основе полученных экспериментальных данных были также рассчитаны кривые течения в виде зависимости напряжения сдвига (τ) от скорости сдвига ($\dot{\gamma}$), которые затем были обработаны согласно степенного закона Оствальда-Де Вале (5), кажущаяся вязкость исследуемых ОГЭС при их движение через пористые среды. При этом скорость сдвига при движении ОГЭС в пористой среде определяли по формуле [112]:

$$\dot{\gamma} = \frac{v}{r}, \quad (17)$$

где v - скорость фильтрации ОГЭС в ПЗ, м/с;

r – радиус порового канала.

Радиус порового канала определяли по формуле [39, 64]:

$$r = \frac{2}{7 \cdot 10^5} \sqrt{\frac{k\varphi}{m}}, \quad (18)$$

где k – проницаемость пористой среды, мкм²;

φ - структурный коэффициент;

m - пористость.

Результаты расчетов в виде кривых течения и кажущейся вязкости приведены соответственно на рис. 56, 57, 58, а результаты обработки согласно степенного закона (реологические константы ОГЭС) в табл. 25.

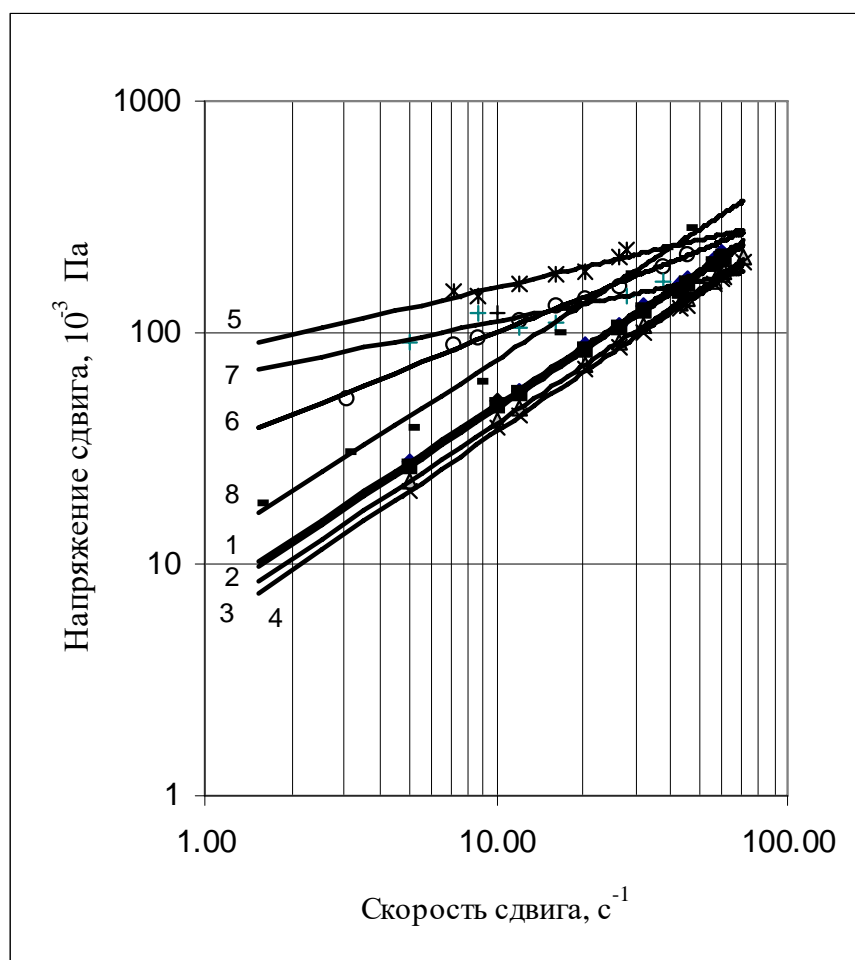


Рис. 56 Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига для:
 ОГСО на основе ПАА концентрацией 0,05 % и NaOH в различных
 растворителях при их движении через пористые среды:
 а) в дистиллированной воде с концентрацией NaOH, %: 1- 0,1; 2- 0,12;
 3-0,25; 4-0,75
 б) в пресной воде с концентрацией NaOH, %: 5-0,1; 6- 0,12; 7-0,25;
 8-0,75

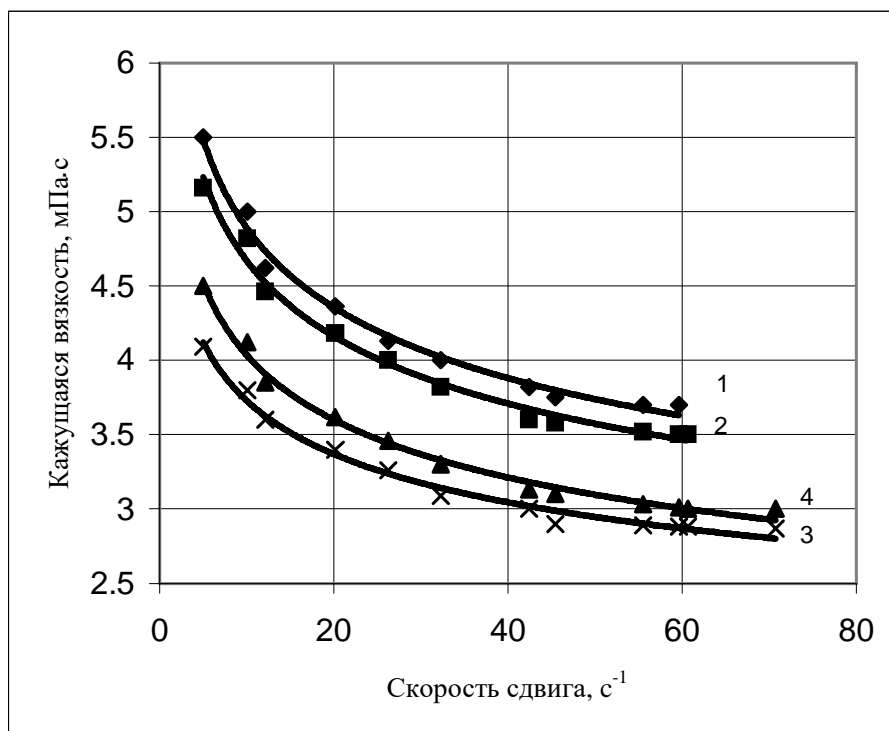


Рис.57. Зависимость кажущейся вязкости ОГОС на дистиллированной воде от скорости сдвига при фильтрации через пористую среду и его составе ПАА 0,05% и едкого натра, %: 1-0,1; 2-0,12; 3-0,25; 4- 0,75

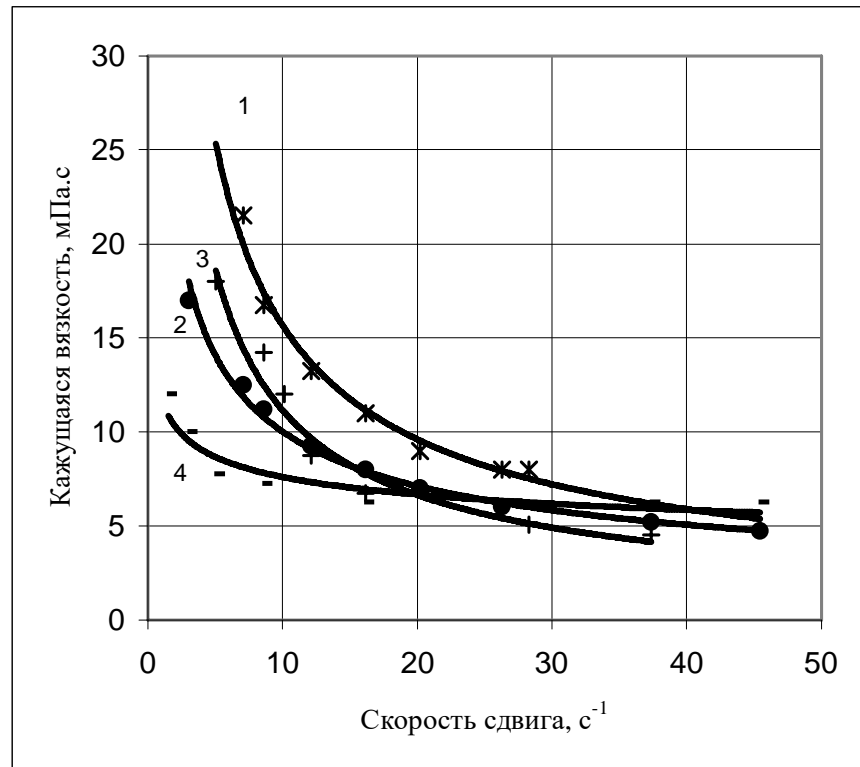


Рис. 58. Зависимость кажущейся вязкости ОГЭС на пресной воде от скорости сдвига при фильтрации через пористую среду и его составе ПАА 0,05% и едкого натра, %: 1-0,1; 2-0,12; 3-0,25; 4-0,75

Таблица 25

Зависимость характера течения ОГОС в пористой среде от концентрации полимера, щелочи и типа растворителя

ОГОС		Тип растворителя			
Концентрация, %		Дистиллированная вода		Пресная вода	
ПАА	NaOH	Реологические константы			
		k	n	k	n
0,05	0,1	7.1819	0.8331	79.377	0.2951
	0,12	6.849	0.8337	31.092	0.508
	0,25	5.8957	0.8354	62.282	0.2531
	0,75	5.2206	0.8538	11.756	0.8108

Как показал анализ полученных данных (рис.56, 57, 58 и табл. 25), а также их сопоставление с данными, представленными на рис.50, 51 и в табл. 22 ОГОС-ы ведут себя в пористой среде как псевдопластические жидкости ($n < 1$ см. табл. 25, кажущаяся вязкость уменьшается с увеличением скорости сдвига), т.е также как и при вискозиметрическом истечении. Кажущаяся вязкость ОГОС в пористой среде выше, чем вискозиметрическая при тех же скоростях сдвига (ср. рис. 54 б кр. 5,6,7,8 с рис. 58 кр.1,2,3,4). В-третьих, что многие особенности течения ОГОС через пористые среды связаны с конформационными изменениями макромолекул и их ассоциаций определяемыми как сдвиговыми деформациями, так и изменениями концентрации щелочи и полимера в ОГОС, а также характером их взаимодействия с пористой средой. Так, например, как показали вискозиметрические исследования, ОГОС-ы из-за сдвиговой деформации макромолекул и их ассоциаций проявляют псевдопластические свойства. С другой стороны, при фильтрации ОГОС через пористые среды для каждой скорости фильтрации должно наступить динамическое равновесие между количеством удерживаемого и вымываемого из пористой среды осадка [112, 148]. Естественно, что это равновесие при различных скоростях фильтрации будет осуществляться при неодинаковом количестве удержанного

пористой средой осадка. При высоких скоростях его будет меньше, чем при низких. Именно эти два фактора, по-видимому, и определяют псевдопластический характер течения ОГОС через пористые среды.

Большая величина фактора сопротивления у ОГОС на пресной воде по сравнению с ОГОС на дистиллированной воде (табл. 24) и кажущейся вязкости (ср. рис. 57 с рис.58), по-видимому, связана со следующими причинами. Как показано исследованиями, проведенными в работах [24, 112, 148], а также исследованиями выполненными в 4.1, рост фактора сопротивления у составов на основе полимера и щелочи на пресной воде по сравнению с составами приготовленными на дистиллированной воде связан с конформационными изменениями происходящими с макромолекулами полимера. Наличие в пресной воде ионов поливалентных металлов (см. табл.11) приводит к сшивке макромолекул ПАА и образованию ассоциаций больших размеров. Движение крупных сшитых ассоциаций через пористую среду приводит к возникновению дополнительных сопротивлений и росту фактора сопротивления для ОГОС на пресной воде по сравнению с ОГОС на дистиллированной воде. Другой причиной снижения подвижности ОГОС на пресной воде в пористой среде является сужение просветности и закупорка поровых каналов в результате выпадения в осадок частичек гидрата окиси кальция, связанных макромолекулами полимера в крупные агрегаты, образующиеся при взаимодействии щелочи, находящейся в составе, с поливалентными ионами металлов, содержащихся в пресной воде, насыщающей пористую среду [112, 125].

Снижение фактора сопротивления для ОГОС как на дистиллированной, так и на пресной воде с ростом концентрации щелочи в растворе объясняется уменьшением размеров макромолекул и их ассоциаций. Механизм этого явления дан выше в 4.2.1.

Все вышеприведенные результаты получены при фильтрации ОГОС через пористые среды в отсутствии нефти. С практической точки зрения очень важно знать, как присутствие нефти в пористой среде повлияет на

фильтрационные характеристики ОГЭС.

На рис. 59. приведены фильтрационные характеристики ОГЭС с концентрациями ПАА 0,05% и щелочи 0,1-0,75 %, приготовленных на пресной воде, в нефтеводонасыщенной пористой среде. Пористая среда насыщалась нефтью Сураханской свиты месторождения Балаханы-Сабунчи-Раманы. Сопоставление данных рис.59 с данными рис. 58 показывает, что, независимо от того, содержит пористая среда нефть или нет, характер течения для ОГЭС остается псевдопластическим. Однако зависимость величины фактора сопротивления от концентрации щелочи в ОГЭС для пористой среды содержащей нефть носят качественно иной характер, чем в ее отсутствии. Если при фильтрации ОГЭС через водонасыщенные пористые среды величина фактора сопротивления с увеличением концентрации щелочи в составе имеет тенденцию к снижению (рис.58), то в нефтеводонасыщенных пористых средах величина фактора сопротивления с увеличением концентрации щелочи в ОГЭС растет и он фильтруется при все больших градиентах давления. (рис.59)

Такое различие в поведении ОГЭС в водонасыщенных и нефтеводонасыщенных пористых средах можно объяснить взаимодействием щелочи с нефтью, находящейся в пористой среде. Как показано в [40] при взаимодействии щелочи с нефтями возможно образование эмульсий. Причем, для нефтей при концентрациях щелочи, соответствующих ультранизкому межфазному натяжению, наиболее вероятно существование эмульсии типа «нефть в воде», а при большей концентрации щелочи – типа «вода в нефти». Различиями в вязкостях образующихся эмульсий, по-видимому, и объясняется рост фактора сопротивления в нефтеводонасыщенных пористых средах с увеличением концентрации щелочи в растворе выше минимума межфазного натяжения.

Таким образом, проведенные исследования показали, что все многообразие поведения ОГЭС в пористых средах, определяется конформационными изменениями макромолекул полимера, зависящих от концентрации щелочи, и

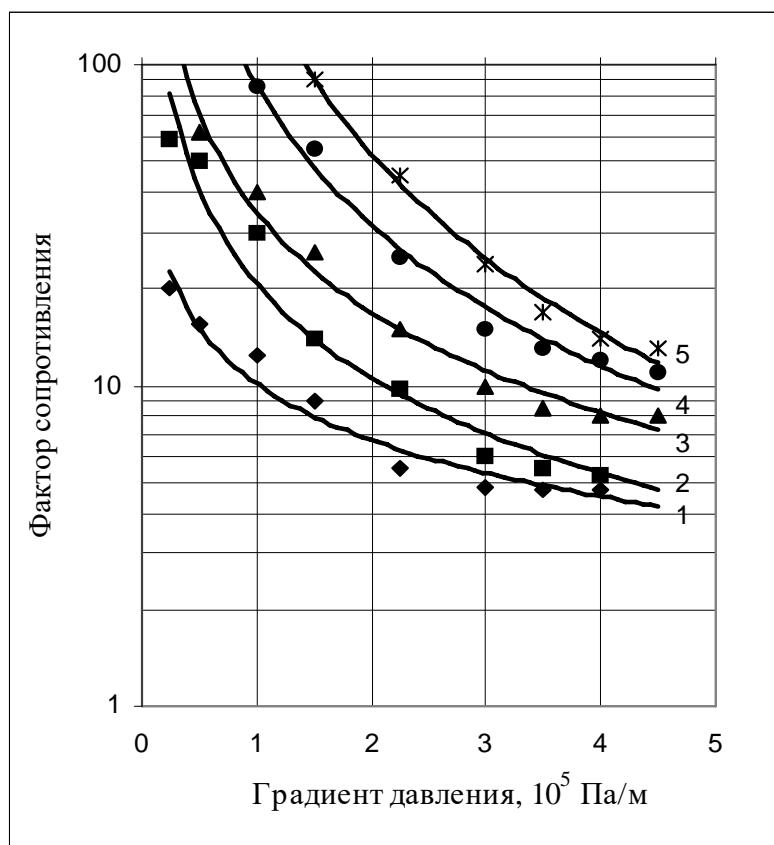


Рис.59. Зависимость фактора сопротивления от градиента давления в нефтеводонасыщенной пористой среде для ОГОС, приготовленных на пресной воде, с концентрацией ПАА 0,05% и концентрацией щелочи,%: кр.1 - 0,1; кр.2- 0,15; кр.3-0,25; кр.4 - 0,5; кр.5 -0,75.

концентрации полимера в составе, от минерализации растворителя и вод, свойств нефтей, насыщающих пористую среду, от скорости фильтрации и от взаимодействия ОГЭС с пористой средой.

4.3. Разработка технологических решений повышения эффективности ограничения водопритоков осадкогелеобразующими составами

Накопленный промышленный опыт показал, что нередко применение ОГЭС оказывается малоэффективным. Главным образом это определяется двумя причинами: неправильным выбором скважин для обработок и водоизоляционных технологических решений. Связано это с тем, что метод изоляции водопритоков ОГЭС, как и любой метод, базирующийся на использовании химических реагентов, не лишен недостатков. Например, при закачке ОГЭС в ПЭС в результате контакта как его составляющих между собой, так и пластовой водой и быстрого, практически мгновенного образования осадка, максимальное количество осадка выпадает в стволе или в непосредственной близости от ствола скважины. В результате очень часто входная зона забивается, что препятствует поступлению закачиваемого материала в ПЭС и охвату ее в требуемом радиусе. Также растет вероятность того, что перепад давления вытолкнет образованный водоизолирующий экран обратно в скважину. Все это препятствует закачке необходимого количества состава в призабойную зону пласта и снижает эффективность данного метода [109].

Кроме того, как отмечено в работах [110, 366, 159], за счет небольшой площади контактирования осадкообразующих реагентов в призабойной зоне, размер зоны смешения составляет 16-18 % от длины обрабатываемого интервала, что может оказаться недостаточным для существенного и длительного снижения водопроницаемости ПЭС.

С другой стороны, в настоящее время практически отсутствуют правила выбор скважин, позволяющих применить единый подход для различных

объектов с целью проведения в них изоляционных работ ОГОС.

Для правильного выбора скважин с целью повышения эффективности водоизоляционных работ ОГОС необходимо комплексное изучение влияния как геолого-физических, технических, так и технологических факторов на процесс ограничения ими водопритоков.

С целью разработки технологических решений, в какой то мере, устраняющие вышеуказанные недостатки, были выполнены нижеприведенные исследования.

4.3.1. Влияние проницаемости и скорости фильтрации на эффективность изоляции водопритоков осадкогелеобразующими составами

С целью выяснения влияния проницаемости пласта и скорости закачки ОГОС на эффективность обработки ПЗС были проведены экспериментальные исследования [156].

В качестве критерия характеризующего влияние проницаемости и скорости закачки ОГОС на эффективность обработки ПЗС использован $R_{ост}$ (2.4). Эксперименты по определению фактора остаточного сопротивления проведены на линейной модели пласта на установке АКМ-Коллектор, позволяющей регулировать и соблюдать постоянство скорости закачки рабочих агентов. Изучение влияния проницаемости на $R_{ост}$ проведено на набивках кварцевого песка различного фракционного состава при проницаемостях пористой среды по воде (пресной) 0,089;0,2;0,5;0,9;1,2;1,5; 1,89; 2,1;2,3 мкм². Для каждой проницаемости рассчитан средний радиус пор по формуле (18). Полученная зависимость среднего радиуса пор от проницаемости пористой среды приведена на рис.60, из которого видно, что с увеличением проницаемости пористой среды средний радиус пор растет.

Во всех проведенных сериях экспериментов как по изучению влияния проницаемости, так и скорости закачки на эффективность изоляции водопритоков применялся ОГОС в виде растворов иономера «Л» концентрацией 0,5%

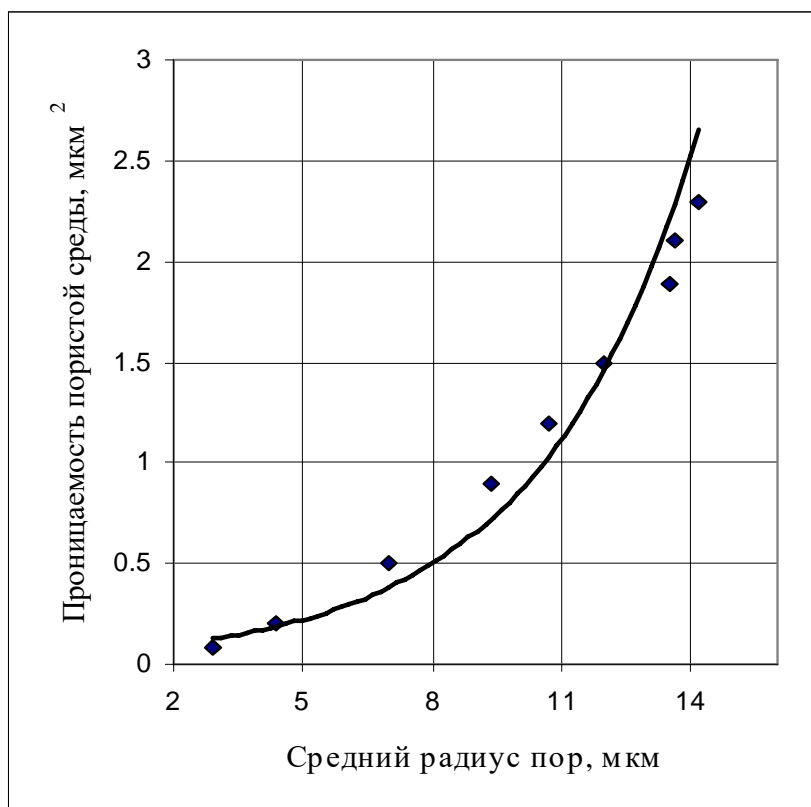


Рис.60. Зависимость среднего радиуса пор от проницаемости пористой среды

и щелочи концентрацией 0,3%, приготовленных на пресной воде, которые размером 0,5 объема пор пласта каждый последовательно закачивались в пласт, насыщенный пресной водой. При изучении влияния проницаемости на $R_{ост}$ ОГЭС и вода после него независимо от проницаемости пористой среды закачивались в модель пласта при одной и той же постоянной скорости 0,008 м³/сут. При изучении влияния скорости закачки на $R_{ост}$ ОГЭС закачивался в модель пласта с постоянной проницаемостью 0,9 мкм² при скоростях 0,008;0,02;0,03; 0,05;0,07;0,09 м³/сут, а вода во всех случаях - при одной и той же постоянной скорости 0,008 м³/сут.

Результаты серии экспериментов по изучению влияния проницаемости и скорости закачки на фактор остаточного сопротивления представлены на рис. 61. Из рис. 61 видно, что $R_{ост}$ с увеличением проницаемости пористой среды приблизительно до 1,5 мкм² (рис. 61 кр.1) и объемной скорости закачки ОГЭС в модель пласта до 0,05 м³/сут (рис. 61 кр.2) растет, однако затем при дальнейшем росте проницаемости до 2,3 мкм² и скорости закачки ОГЭС до 0,09 м³/сут наблюдается снижение темпа роста $R_{ост}$ и некоторая его стабилизация.

Подобный характер зависимости фактора остаточного сопротивления от проницаемости пористой среды и скорости закачки ОГЭС в пласт можно объяснить несколькими причинами.

Как видно из рис. 60, с увеличением проницаемости пористой среды растет средний радиус пор, а, следовательно, растет площадь соприкосновения реагирующих веществ и полнота выделения осадка. В результате с увеличением проницаемости растет количество осадка в пористой среде, который, адсорбируясь на стенках поровых каналов, уменьшает их сечение и увеличивает $R_{ост}$. С другой стороны, с увеличением радиуса пор уменьшается возможность снижения проницаемости пористой среды в результате механического улавливания и блокирования частицами осадка сужений пор. Видимо это и является одной из причин, почему после достижения определенной проницае-

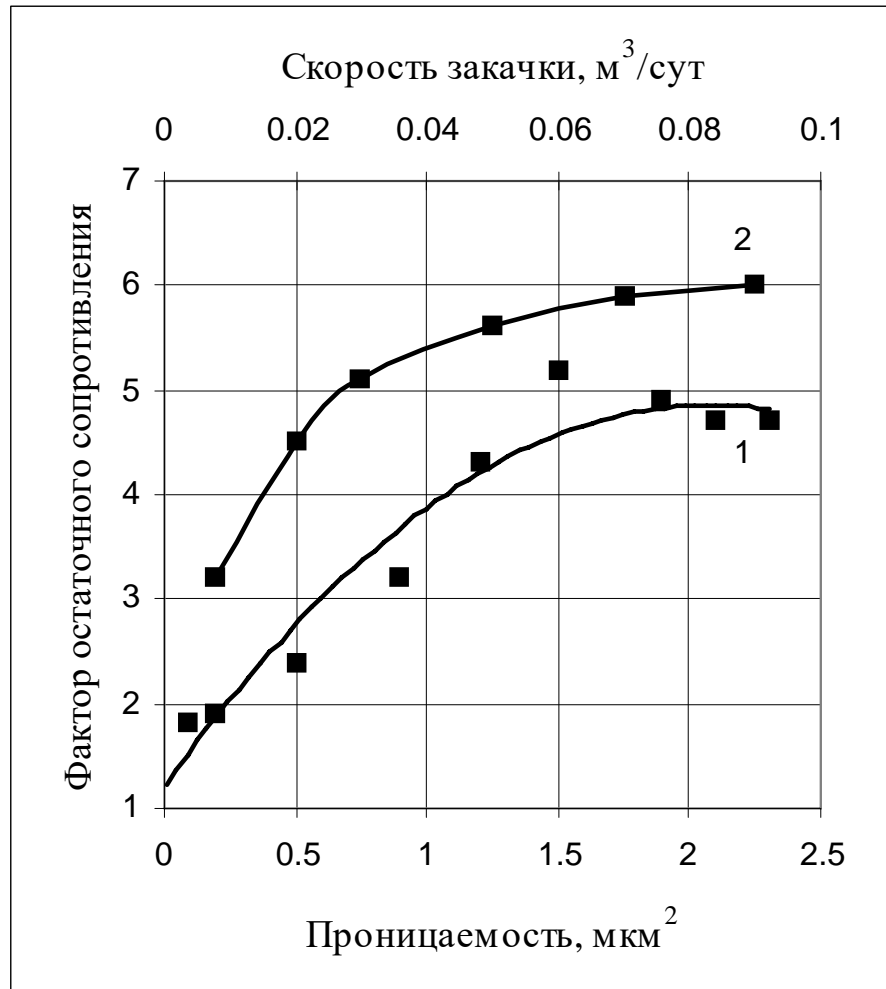


Рис. 61. Влияние проницаемости пористой среды (кр.1) и объемной скорости закачки ОГОС (кр.2) на фактор остаточного сопротивления

мости (радиуса пор), в нашем случае $1,5 \text{ мкм}^2$, наблюдается снижение темпа роста $R_{\text{ост}}$ и его стабилизация (см рис. 61 кр.1).

С целью изучения особенностей механизма образования $R_{\text{ост}}$ были рассчитаны скорости сдвига в пористой среде, которые реализуются в ней в зависимости от проницаемости при закачке в пористую среду воды до ее обработки и после ее обработки ОГЭС и в зависимости от объемных скоростей закачки ОГЭС при обработке пористой среды проницаемостью $0,9 \text{ мкм}^2$. Расчеты проведены по формуле 17.

Результаты расчетов сведены в рис.62.

Как видно из рис. 62 с увеличением проницаемости скорость сдвига в пористой среде независимо от того обработана она ОГЭС или нет снижается (см. кр.1,2). Однако после обработки пористой среды ОГЭС для каждой проницаемости она увеличивается (ср. кр. 1 с кр. 2 рис.62). С увеличением объемной скорости закачки ОГЭС в пористую среду скорость сдвига растет (см. рис. 62 кр.3). Растет она и после обработки пористой среды ОГЭС при различных объемных скоростях закачки (см. рис. 62 кр.4).

Полученные зависимости (рис. 62) позволяют раскрыть еще один из механизмов, влияющих на образование $R_{\text{ост}}$. Увеличение объемной скорости закачки ОГЭС в пласт с $0,008$ до $0,09 \text{ м}^3/\text{сут}$ приводит к росту скорости сдвига соответственно с 77 с^{-1} до $855,6 \text{ с}^{-1}$ (см. рис. 62. кр. 3). В результате в силу псевдопластических свойств раствора иономера “Л” (см. табл. 23) его эффективная вязкость уменьшается с 33 до $18 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ (см. рис. 63 кр. 2). Поэтому улучшается перемешивание компонентов ОГЭС и происходит более интенсивный процесс осадкообразования и соответственно наблюдается рост фактора остаточного сопротивления (см. рис. 61 кр. 2). С другой стороны, как видно из рис. 62 во всех случаях и при увеличении проницаемости (ср. кр. 1,2), и объемной скорости закачки ОГЭС (см. кр.3) в результате уменьшения сечения поровых каналов после обработки пористой среды ОГЭС, вода фильтруется через пористую среду при больших скоростях сдвига, чем до ее обработки. Например, при

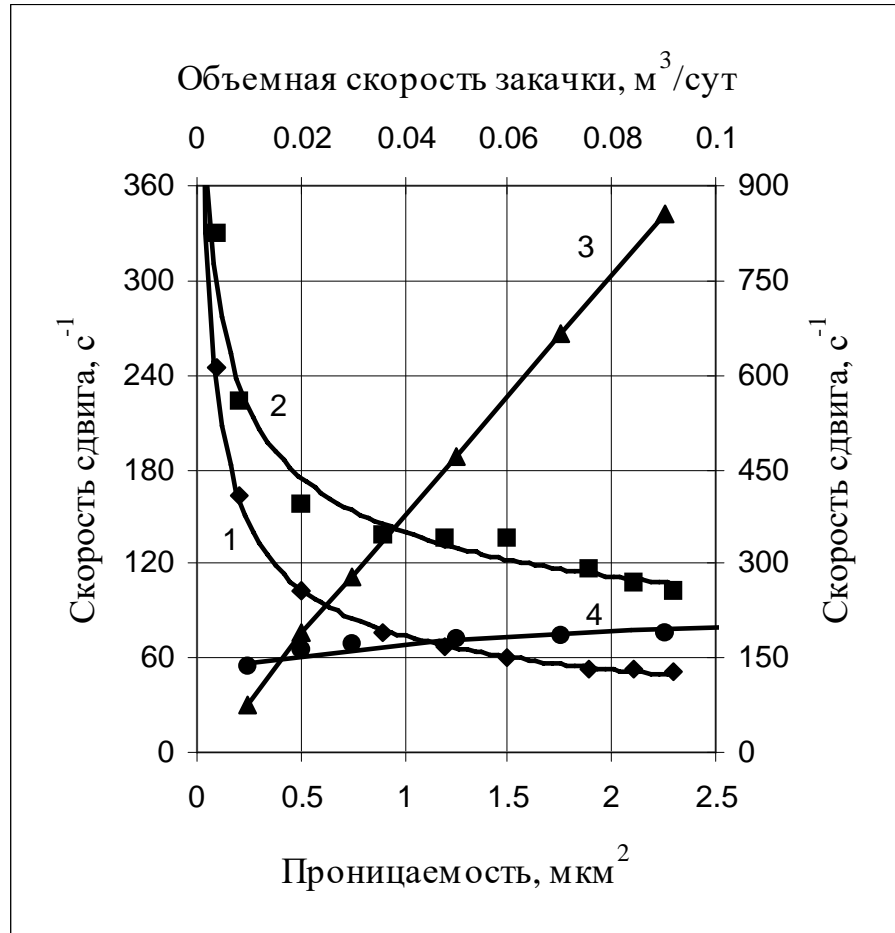


Рис. 62. Зависимость скорости сдвига в пористой среде от проницаемости при закачке в пористую среду воды до ее обработки ОГОС (кр.1) и после ее обработки ОГОС (кр.2), от объемных скоростей закачки ОГОС в пористую среду проницаемостью 0,9 мкм² (кр.3) и после обработки ее при закачке воды с объемной скоростью 0,008 м³/сут (кр.4).

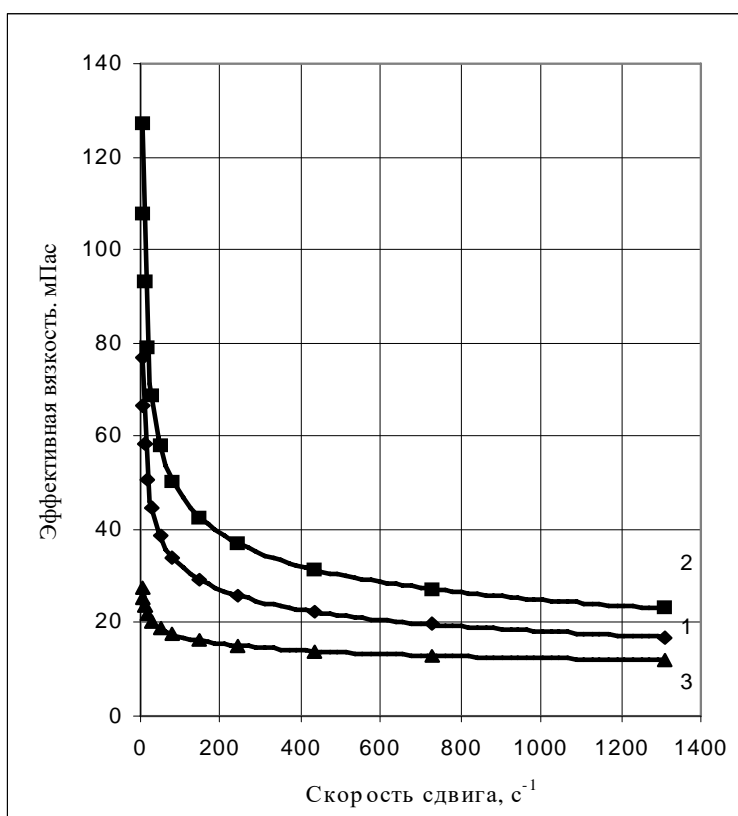


Рис. 63. Зависимость эффективной вязкости иономера "Л" концентрацией 0,5 % в пресной воде (кр.1) и ОГЭС при концентрации полимера 0,5 и щелочи 0,3% в пресной (кр.2) и пластовой (кр.3) водах от скорости сдвига.

проницаемости $0,9 \text{ мкм}^2$ и при объемной скорости закачки $0,008 \text{ м}^3/\text{сут}$ до обработки пористой среды ОГОС вода фильтровалась через пористую среду при скорости сдвига $76,7 \text{ с}^{-1}$, а после обработки при той же объемной скорости закачки - при скорости сдвига $137,8 \text{ с}^{-1}$, после обработки модели пласта той же проницаемости при объемной скорости закачки ОГОС $0,09 \text{ м}^3/\text{сут}$ - при скорости сдвига $188,9 \text{ с}^{-1}$. Следовательно, вода двигаясь через пористую среду с большей скоростью сдвига более интенсивно вымывает образовавшийся в ней осадок и препятствует его дальнейшему отложению на стенках порового канала. Поэтому скорость движения воды через обработанную пористую среду определяет и количество осадка удерживаемого пористой средой и $R_{\text{ост}}$. Причем, как видно из рис. 62, после достижения определенных проницаемостей и объемных скоростей закачки ОГОС, скорости сдвига, при которых закачиваемая вода движется через пористую среду, уже не изменяются столь резко. По-видимому, это также является одной из причин почему после достижения определенной проницаемости и объемной скорости закачки ОГОС в пористую среду наблюдается снижение темпа роста $R_{\text{ост}}$ и его стабилизация (см. рис. 61 кр.1,2).

Таким образом, проведенные исследования показали, что $R_{\text{ост}}$ (количество и интенсивность образования осадка и геля полимера при закачке ОГОС в ПЗС, а следовательно и водоизолирующая способность блокирующего экрана), в диапазоне рассмотренных условий (проницаемость изменяется от $0,089$ до $2,3 \text{ мкм}^2$, скорость закачки от $0,008$ до $0,09 \text{ м}^3/\text{сут}$) растет с увеличением проницаемости пористой среды (площади контакта) от $3,2$ до 6 и скорости закачки (перемешивания составляющих его компонентов между собой и пластовой водой) от $1,82$ до $4,7$. Поэтому для повышения эффективности изоляционных работ с применением ОГОС желательно применять их в пластах с высокой проницаемостью, а в случае проявления ими псевдопластических свойств и при высоких темпах подачи в ПЗС.

4.3.2. Экспериментальная оценка эффективности различных технологий применения ОГЭС при проведении изоляционных работ

Для изучения эффективности водоизоляционных работ при применении различных технологий ограничения водопритоков ОГЭС были проведены экспериментальные исследования [157, 159]. Были изучены две технологии: закачка в ПЭС ОГЭС, приготовленного на поверхности, и последовательная закачка в ПЭС составляющих ОГЭС (растворов полимера и щелочи), следующих друг за другом. Для сравнения был также проведен опыт по закачке в пласт только раствора полимера. Эффективность каждой из исследованных технологий оценивалось по величине $R_{ост}$.

Концентрация полимера и щелочи в растворах составляла соответственно 0,05 и 0,75 %. Эксперименты по определению $R_{ост}$, проводили в следующей последовательности. Модель пласта насыщали пресной водой, после чего определяли проницаемость по воде, величина которой составила 1,2 мкм². Затем в модель пласта закачивали полимерный раствор или ОГЭС в размере объема пор модели пласта, или при отдельной закачке ОГЭС растворы полимера и щелочи размером 0,5 объема пор модели пласта каждый. Причем, с целью введения в пласт во всех случаях одного и того же количества полимера и щелочи, в последней серии экспериментов концентрация полимера и щелочи в растворах составляла соответственно 0,1 и 1,5 %. Для лучшего перемешивания реагентов, согласно работе [125], при последовательной закачке растворов полимера и щелочи в модель пласта первым закачивали раствор полимера, имеющий большую вязкость. После закачки растворов модель пласта выдерживали в покое 48 ч, после чего начинали прокачивать через пласт воду с малых перепадов давления с переходом к все возрастающим. На каждом перепаде давления прокачку воды продолжали до установления стационарного режима фильтрации, после чего вновь определяли проницаемость пласта по воде.

Результаты опытов представлены на рис.64, из которого видно, что при

применении щелочи с раствором ПАА в любой из комбинаций при всех рассмотренных перепадах давления $R_{ост}$ оказался выше, чем для чистого раствора ПАА. Фактор остаточного сопротивления для ОГЭС из растворов ПАА и NaOH, закачиваемых в пласт отдельно, при всех перепадах давления выше, чем для ОГЭС приготовленного до его закачки в пласт.

С целью выяснения количества порций, на которые для достижения наибольшего эффекта необходимо разбить закачиваемые в ПЗС ОГЭС были проведены эксперименты. Для характеристики успешности водоизоляционных работ ОГЭС, разбитыми на две, четыре, шесть, восемь и десять порций (две порции: полимер-щелочь; четыре порции: полимер-щелочь, полимер-щелочь и т.д.) и закачиваемыми в пласт последовательно друг за другом, использовали как фактор остаточного сопротивления, так и безразмерный параметр - эффект изоляции [109]:

$$W=(k_0-k)/k_0*100 \%, \quad (19)$$

где k_0 , k - проницаемость пористой среды до и после проведения водоизоляционных работ.

Эксперименты проводили по вышеизложенной методике определения фактора остаточного сопротивления. Отличие заключалось лишь в том, что они проведены при постоянном перепаде давления 0,05 МПа, при котором был получен наибольший фактор остаточного сопротивления (см. рис.4.5). Концентрация ПАА и щелочи в полимерной и щелочной порциях ОГЭС составляла соответственно 0,1 и 1,5 %.

Такие же эксперименты были проведены и с иономером "Л", хорошо зарекомендовавшим себя на практике при обработке ПЗС [207]. В этом случае концентрация иономера "Л" в полимерной порции ОГЭС составляла 0,5 %, а вместо щелочи была использована щелочная пластовая вода гидрокарбонатно-натриевого типа из КСн, отобранная в НГДУ "Балаханынефть", химическая характеристика которой приведена в табл. 11.

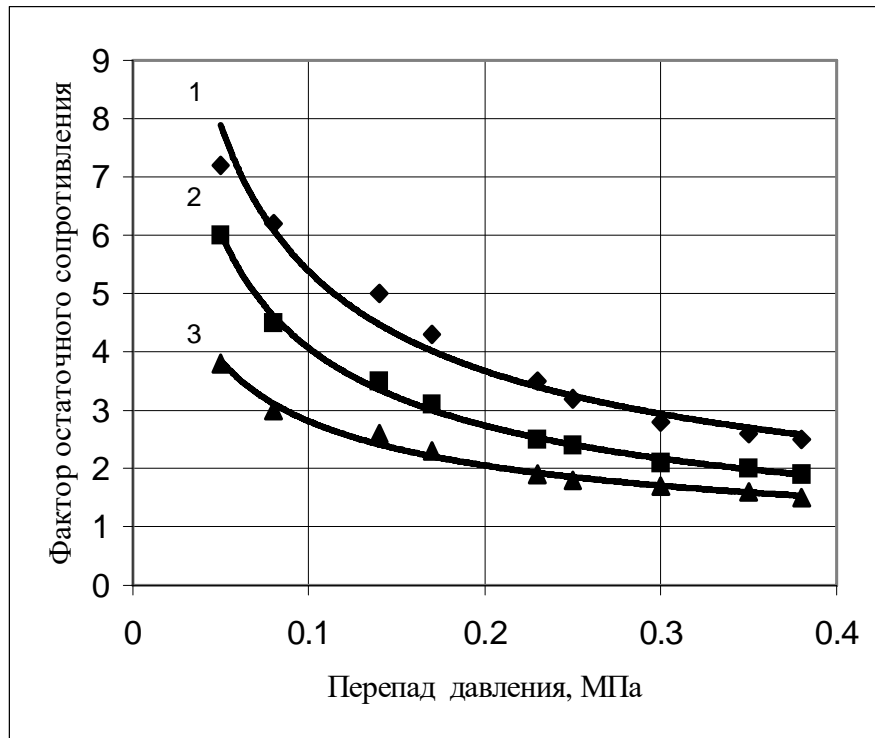


Рис. 64. Зависимость фактора остаточного сопротивления от перепада давления: 1 - последовательная закачка в модель пласта ОГЭС в виде растворов полимера и щелочи; 2. 3 - закачка в модель пласта соответственно ОГЭС, приготовленного до его закачки в ПЭС и раствора полимера

Результаты экспериментов представлены в табл.26.

Эксперименты показывают, что для достижения высоких показателей эффективности изоляции водопритоков достаточно разбить ОГЭС на 6-10 порций для растворов ПАА и щелочи и на 4-8 порций для иономера "Л" и пластовой воды. Как видно из табл.26, 10-порционная закачка ОГЭС из растворов ПАА и щелочи и 8-порционная для ОГЭС из иономера "Л" и пластовой воды не приводит к существенному росту ни фактора остаточного сопротивления, ни эффекта изоляции. Поэтому для ОГЭС из растворов ПАА и щелочи и из иономера "Л" и пластовой воды с целью достижения эффекта достаточно разбить их соответственно на 6-8 и 4-6 порций.

С целью предотвращения осадкообразования непосредственно в стволе и у ствола скважины при проведении ремонтно-изоляционных работ ОГЭС, исследована не только возможность их многопорционной закачки в ПЗС, но и возможность отделения каждой порции составляющей ОГЭС нейтральной буферной жидкостью. Применение буферной жидкости позволит предотвратить преждевременный контакт составляющих ОГЭС, что должно позволить беспрепятственно закачать его в ПЗС, создать в необходимой области ПЗ водоизолирующий экран и, тем самым, повысить эффективность обработок ПЗС ОГЭС.

Для выяснения влияния объема буферной (разделяющей) жидкости между порциями ОГЭС на эффективность изоляции водопритоков проведены экспериментальные исследования [155].

При исследовании использованы ОГЭС, состоящие из раствора щелочи и полимера, где щелочь - едкий натр (NaOH), полимер - полиакриламид (ПАА), буферная жидкость - пресная вода.

Эксперименты по определению $R_{ост}$ проводили в следующей последовательности.

Модель ПЗС насыщали пресной водой, после чего определяли проницаемость пористой среды по воде. Затем в модель последовательно закачивали две

Таблица 26

Зависимость фактора остаточного сопротивления и эффекта изоляции от количества закачиваемых порций ОГЭС

Количество порций	Реагенты	Факторы остаточного сопротивления	Эффект изоляции, %
2	ПАА и щелочь	7,2	86,16
4		9,6	89,5
6		13,3	92,5
8		17,1	94,1
10		18,5	95
2	Иономер «Л» и промышленная вода	4	75
4		7,5	86,6
6		8,6	88,3
8		9,4	89,4

порции растворов полимера и щелочи объемом 0,25 объема пор (ОП) модели ПЗС каждый как без разделяющей жидкости, так и разделенные пресной водой объемом 0,5; 1; 1,5; 2; 2,5; 3; 5; 7; 10; 20; 30 % от общего объема порций растворов полимера и щелочи. После закачки ОГЭС модель выдерживали в покое 48 часов. Окончив выдержку начинали прокачивать через модель воду. Прокатку продолжали до установления стационарного режима фильтрации, после чего вновь определяли проницаемость пласта по воде.

Результаты опытов сведены в рис.65.

Как видно из представленных на рис.65 данных, с ростом объема буферной жидкости до 1 % значения $R_{ост}$ увеличиваются по сравнению со

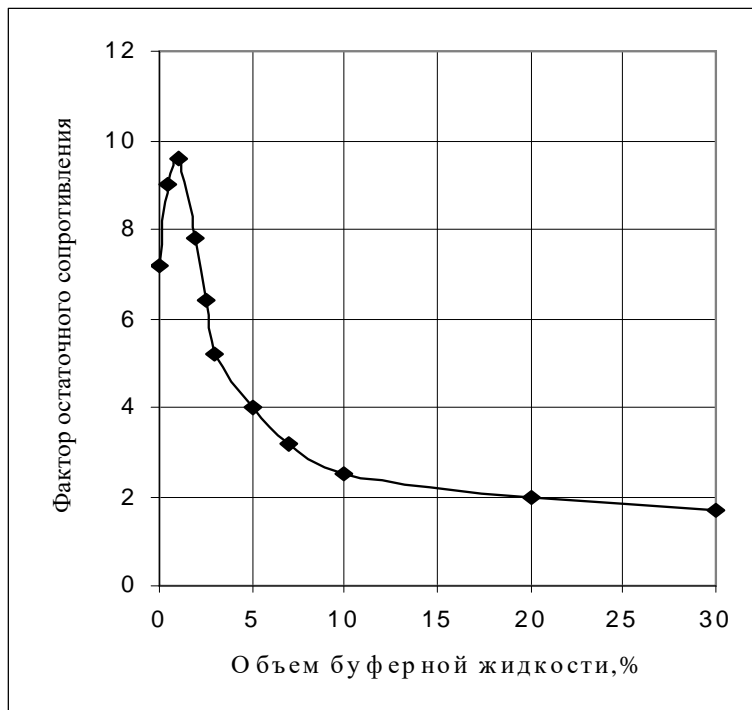


Рис.65. Зависимость фактора остаточного сопротивления от объема буферной жидкости

случаем, когда ОГОС закачивается в модель ПЗС без неё, соответственно, с 7,2 до 9,6. При последующем росте объема буферной жидкости до 30 % значение фактора остаточного сопротивления снижаются до величины 1,7, т.е. на 7,9 по сравнению со случаем применения буферной жидкости объемом 1 %. Хотя при объеме буферной жидкости 2 % $R_{ост}$ имеет значение 7,8, что несколько выше, чем при закачке ОГОС без нее.

Также были проведены исследования влияния объема буферной жидкости на долговечность водоизолирующего экрана из ОГОС в ПЗС. О долговечности водоизолирующего экрана из ОГОС с буферной жидкостью и без нее судили по изменению фактора остаточного сопротивления в зависимости от объема прокачанной через модель ПЗС пресной воды. Объем буферной жидкости, в данном случае, составлял 1 %, так как при данном объеме наблюдается наибольший фактор остаточного сопротивления по сравнению с другими объемами буферной жидкости. Методика проведения данных экспериментов ничем не отличалась от вышеизложенной. Единственным отличием было то, что определение зависимости проницаемости пористой среды после ее обработки ОГОС от объема прокачанной жидкости, проводили не только при установлении стационарного режима фильтрации, но и при одинаковом объеме прокачанной жидкости.

Результаты исследования влияния буферной жидкости на долговечность водоизолирующего экрана из ОГОС в ПЗС представлены на рис. 66. На рис. 66 показан только тот объем жидкости, который был прокачан через пористую среду после первого определения фактора остаточного сопротивления.

Как видно из рис. 66, ОГОС с буферной жидкостью оказался не только более эффективным с точки зрения ограничения водопритокков, но и более устойчивым к вымыванию, т.е. более долговечным по сравнению с ОГОС без нее. Например, фактор остаточного сопротивления для ОГОС с разделительной жидкостью после прокачки через модель ПЗС пресной воды 110 ОП снизился с 9,6 до 3,52, а для ОГОС без нее, при том же объеме прокачанной жидкости он

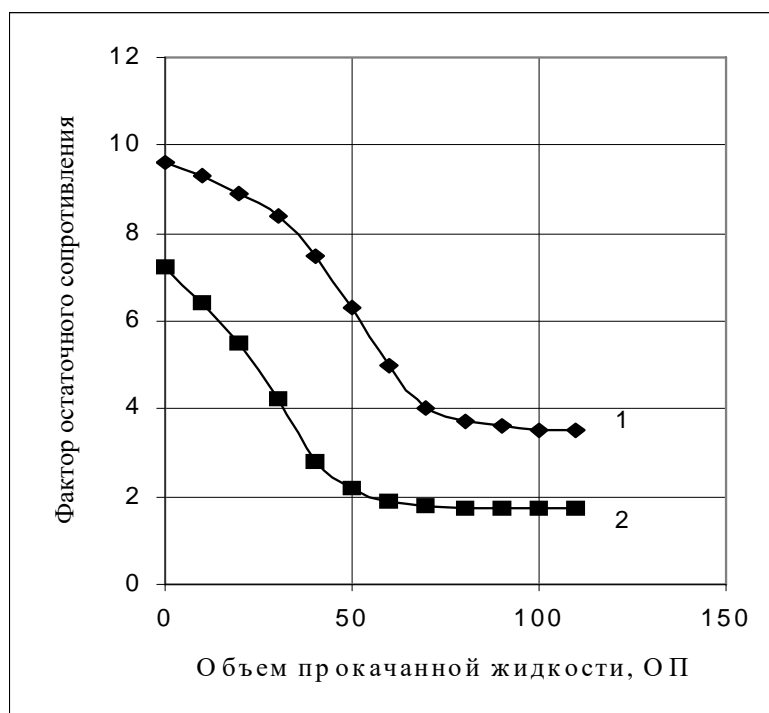


Рис. 66. Зависимость фактора остаточного сопротивления от объема прокачанной через пористую среду жидкости:
1 - ОГОС с буферной жидкостью объемом 1 %; 2- ОГОС без буферной жидкости.

снизились с 7,2 до 1,7, т.е. в первом случае $R_{ост}$ снизился на 63,8 % по сравнению со своим первоначальным значением, а во втором случае на 76,4 % (ср. кр.1 с кр. 2).

Наблюдаемое в экспериментах влияние объема буферной жидкости на эффективность изоляции водопритоков ОГОС можно объяснить несколькими причинами. Во-первых, буферная жидкость не позволяет осадкообразующим реагентам сразу вступить в реакцию. В результате, образующийся осадок более равномерно распределяется в поровом пространстве, что приводит при определенных объемах буферной жидкости (0,5-2 %) к росту фактора остаточного сопротивления по сравнению с ОГОС без нее. Однако, при увеличении объема буферной жидкости выше указанных значений, происходит уже значительное разбавление ОГОС, что приводит к снижению фактора остаточного сопротивления. Во-вторых, буферная жидкость позволяет создать водоизолирующий экран с большей зоной охвата ПЗС, чем ОГОС без нее. Поэтому водоизолирующий экран получается более устойчивым к вымыванию его водой, т.е. более долговечным.

Как показали проведенные исследования, использование ОГОС, состоящего из растворов полимера и щелочи, с целью повышения эффективности ограничения водопритоков оказалось более эффективным, чем использование одного полимерного раствора. Наибольший эффект наблюдается при последовательной, многопорционной закачке ОГОС в пористую среду.

Проведенные экспериментальные исследования также показали необходимость использования буферной жидкости при применении ОГОС.

Таким образом, установлено, что существует определенный объем буферной жидкости (0,5-2 %), при котором наблюдается максимальный эффект от применения ОГОС. При применении буферной жидкости растет не только эффективность ограничения водопритоков ОГОС, но также долговечность водоизолирующего экрана. При неправильном выборе объема разделяющей жидкости эффект изоляции водопритоков ОГОС может существенно снизиться.

Глава 5. РАЗРАБОТКА ПРАКТИЧЕСКИХ РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ВЫБОРУ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ ПОЛИМЕРНЫМИ РАСТВОРАМИ, ОСАДКОГЕЛЕОБРАЗУЮЩИМИ СОСТАВАМИ И ВНЕДРЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ В ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

Опыт обработки ПЗС полимерными растворами, ОГОС [2, 13, 21, 32, 34, 50, 76, 95, 99, 100, 105, 110, 112, 114, 129, 138, 154, 161, 166, 176, 181 и т.д.] и результаты проведенных исследований в главах 3, 4 показали, что ее эффективность зависит от целого ряда геолого-физических, технических и технологических факторов. При этом эффект от обработки ПЗС полимерными растворами или композициями на их основе будет определяться как правильным выбором скважин, так и подбором технологической схемы водоизоляционных работ соответствующей её геолого-физическим и техническим характеристикам.

Базируясь на результатах лабораторных исследований и опыте промышленных испытаний Булгаковым Р.Т., Газизовым А.Ш., Габдуллиным Р.Г., Юсуповым И.Г. [100], Галлямовым М.Н., Рахимкуловым Р.Ш. [34] Мартос В.Н. [76], Усмановым Т.С., Афанасьевым И.С., Мухамедшиным Р.К. и др. [78] и т.д. приводятся общие принципы выбора наиболее подходящих скважин для обработки полимерами и композициями на их основе:

1. Скважины с высоким водонефтяным фактором (ВНФ), обводненность продукции скважины должна быть не ниже 50% [34], обводнение которых произошло преждевременно из-за локального прорыва воды (скважина должна иметь яркую аномалию в истории разработки, свидетельствующую о наличии проблемы преждевременной обводненности продукции [78]). Интервал, из которого поступает вода, должен иметь проницаемость выше 0,05 мкм². Обработка дает больший эффект, если ее провести сразу после прорыва воды [144]..

2. Скважины, эксплуатирующие пласт с водонапорным режимом (естественным или искусственным) и ранее работающие с высокими дебитами нефти без воды или с низкими ВНФ.

3. Пласт должен быть обводнен высокоминерализованной (пластовой) водой с достаточным содержанием ионов поливалентных металлов, главным образом Са и Mg.

4. Скважины, обводнение которых произошло из-за продвижения воды по матрице коллектора (не по трещинам) и пласт не подвергнут гидравлическому разрыву, в противном случае водоизолирующий экран, образующийся в ПЗС, может выноситься из трещин в ствол скважины.

5. Скважины с высоким уровнем жидкости в стволе. Высокий динамический уровень жидкости свидетельствует об интенсивном притоке воды, с которым не справляется насос. Ограничение притока воды позволяет снизить динамический уровень, т.е. повысить депрессию на пласт. В результате, наряду с падением ВНФ, можно рассчитывать на увеличение дебита нефти.

6. Скважина должна дренировать значительные остаточные запасы.

7. Эти запасы не должны вырабатываться соседними скважинами.

8. Скважина должна находиться в высокопродуктивной зоне и обладать высоким потенциальным дебитом.

Однако, следует отметить, что несмотря на применение этих общих принципов при обработке ПЗС полимерными растворами и ОГОС эффективность водоизоляционных работ часто оказывается не достаточно высокой. Главным образом это определяется неудачным выбором скважин и технологических решений при проведении водоизоляционных работ. Связано это со значительными различиями в характеристиках скважин, добываемой продукции, геологических и эксплуатационных условиях отдельных скважины или группы скважин даже в пределах одного месторождения. Поэтому выбор скважин и технологических решений при проведении водоизоляционных работ относится к нечетким, расплывчатым по своей сути задачам. Во-первых, нефтяная залежь, скважины ее вскрывшие, не являются четким и однозначно определенным объектом. Во-вторых, критерии применимости лежащие в

основе любой из широко используемых технологий обработки ПЗС, являются обобщением экспертных оценок [34, 47].

Поэтому задача в данном случае состоит в разработке такого подхода к выбору скважины и технологии обработки ПЗС химическими реагентами, применение которого позволило бы легко настраивать ее для различных геолого-физических условий с целью достижения максимальных значений ограничения водопритока, количества добытой нефти, продолжительности эффекта и прибыли. Причем необходимо разработать такой подход, который предполагал бы комплексное, целенаправленное использование информации не только для дальнейшего усовершенствования технологий обработок, но и для принятия решений, позволяющих с учетом разнообразия ситуаций прогнозирования обеспечить правильность ее выбора с целью достижения должной технологико-экономической эффективности в конкретных скважинах и залежах.

5.1. Анализ факторов, влияющих на эффективность изоляции водопритоков в добывающих скважинах полимерными растворами

Анализ метода селективной изоляции водопритоков растворами полимеров и ОГОС показал, что, хотя эффективность водоизоляционных работ ими доказана как лабораторными, так и промышленными испытаниями, она, однако, еще недостаточно высока [2, 34].

Для повышения эффективности водоизоляционных работ необходимо комплексное изучение влияния как геолого-физических, технических, так и технологических факторов на процесс ограничения водопритоков химическими реагентами.

С этой целью были анализированы результаты обработок ПЗС полимерным раствором иономера “Л” в НГДУ “Балаханынефть”.

На основании проведенного анализа в качестве геолого-физических и технических факторов, характеризующих призабойную зону (ПЗ) и скважину, были выбраны: проницаемость x_1 , расчлененность пласта x_2 , пластовое x_3 и за-

бойное x_4 давления, вязкость нефти в пластовых условиях x_5 , текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) x_6 , средний дебит нефти x_7 воды x_8 за 3 мес. до обработки скважины полимером [34], обводненность продукции x_9 , длина фильтра скважины x_{10} (табл.27).

Как показано в работе [21], для эффективного и долговременного ограничения водопритоков полимерными растворами необходимо создание в ПЗС полимерного экрана в области действия пластовых скоростей сдвига ($0,1-1 \text{ с}^{-1}$) или скоростей сдвига, имеющих соответствующий им порядок. Эта область для каждой скважины в зависимости от пластовых и технических условий будет располагаться в ПЗ на разном расстоянии от ствола скважины. Поэтому при оценке влияния различных факторов на эффективность изоляции водопритоков полимерным раствором наряду с геолого-физическими и техническими факторами выбраны и такие технологические факторы как количество закачанного полимера на 1 м фильтра x_{11} и процент заполнения в ПЗС области действия пластовых скоростей сдвига полимерным раствором x_{12} (см. табл.27).

В качестве критериев, характеризующих эффект изоляции водопритоков при обработке ПЗС иономером “Л”, выбраны: продолжительность эффекта изоляции Y_1 , количество дополнительно добытой нефти Y_2 и объем ограниченной воды Y_3 (табл.28).

Как видно табл. 27, 28, практически по всем скважинам, ПЗ которых была обработана полимерным раствором, наблюдается ограничение водопритока и добыча дополнительно добытой нефти. В то же время, объем ограниченной воды, количество дополнительно добытой нефти и продолжительность эффекта для каждой из обработанных скважин существенно отличаются.

Для выяснения причин различной эффективности обработки ПЗС полимерным раствором вначале было анализировано влияние каждого из вышеприведенных геолого-физических, технических и технологических факторов на продолжительность эффекта изоляции, количество дополнительно добытой

Таблица 27
Значения геолого-физических и технических факторов скважин НГДУ “Балаханынефть”

Номер скважины	Горизонт	Проницаемость мкм ²	Расчлененность	Давление, МПа		Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	Текущий КИН	Дебит скважины до обработки		Обводненность, %	Длина фильтра, м	Количество полимера на 1 м фильтра, кг	Заполнение ПЗС полимером, %
				Пластовое	забойное			Нефть, т/сут	Вода, м ³ /сут				
26130/130	НКП	0,374	6	2,6	1,3	31	0,37	1,2	6,8	85	76	81,2	31,6
2458	V	0,364	3	0,45	0,2	8	0,743	0,5	24	97,9	22	167,0	100
3230	ПК _В	0,340	5	3,6	1,5	28	0,548	1,8	2,2	55	38	227	82,6
3553	ПК _В	0,340	3	3,6	1,8	28	0,548	2,5	4,7	65,5	14	285	100
3668	ПК _В	0,340	3	3,6	1,9	28	0,548	1,0	7,3	87,9	13	272	100
3800	ПК _В	0,340	1	3,6	1,7	28	0,548	4,0	72	94,7	7	936	100
3828	ПК _Н	0,340	2	4,6	2,2	24	0,16	1,8	106	98,3	18	95,7	15,2
2790	IV ₆	0,378	3	0,22	0,15	9	0,627	0,4	9,2	95,8	16	130	76,9
22213/326	VI	0,132	5	0,6	0,3	9	0,54	0,5	9,3	94,9	35	51,8	31,2
2629	VI	0,132	3	0,6	0,28	9	0,54	0,7	9,2	92,9	14	103	60,8
3551	VI	0,132	3	0,6	0,3	9	0,54	1,4	16,5	92,1	11	170	100
3505	VI	0,132	2	0,6	0,27	9	0,54	-	10	100	7	178	100
2992	V	0,260	5	0,46	0,22	8	0,743	1,8	80	97,8	40	65,5	24,2
3413	ПКС _Н	0,4	3	1,4	0,7	16	0,257	4,0	33	87,9	10	166	100
3716	ИКС	0,140	8	2,5	1,2	20	0,225	0,6	10,2	94,4	43	90,2	33
3574	IV	0,5	2	0,6	0,3	8	0,6	2,8	4,4	61,1	12	164	100
3671	ИКС ₄	0,112	9	2,5	1-,2	20	0,225	1,0	8,4	89,4	50	85,1	31,5
3363	ИКС ₁	0,438	2	2	0,9	15	0,176	1,5	20	93,0	9	167	100
1090	ПКС _В	0,370	7	0,9	0,4	16	0,158	3,2	7	68,6	20	163	100

Таблица 28

Значения критериев эффективности обработки ПЗС полимерным раствором

Номера скважин	Продолжительность эффекта, мес	Количество дополнительно добытой нефти, т	Объем ограниченной воды, м ³
26130/130	3	0	166,1
2458	12	409,1	2080,5
3230	28	2026,9	399,0
3553	28	957,6	1276,8
3668	15	235,1	1435,5
3800	18	5283,9	11234,7
3828	3	196,6	2052,0
2790	13	200,0	1415,4
22213/326	3	17,1	108,6
2629	15	153,9	748,2
3551	22	388,7	3636,6
3505	12	266,7	1381,7
2992	3	0	684,0
3413	16	3192,0	931,0
3716	6	34,2	342,0
3574	20	684,0	1026,0
3671	4	22,8	160,0
3363	18	770,0	3591,0
1090	15	810,0	1440,0

нефти и объем ограниченной воды. Для этого промысловые данные были сведены в виде парных зависимостей на рис. 67-70.

Как видно из рис. 67, *а, б, с* ростом пластового и забойного давлений от 0,22 до 4,6 и 0,15 до 2,2 МПа при обработке ПЗС полимерным раствором наблюдается увеличение как продолжительности эффекта изоляции, так и количества дополнительно добытой нефти и объема ограниченной воды. Для условий НГДУ “Балаханьнефть” это обусловлено тем, что в пластах с высоким пластовым давлением, а следовательно, и с более высоким запасом пластовой энергии, происходит активное движение пластовых флюидов и, как следствие, наб-

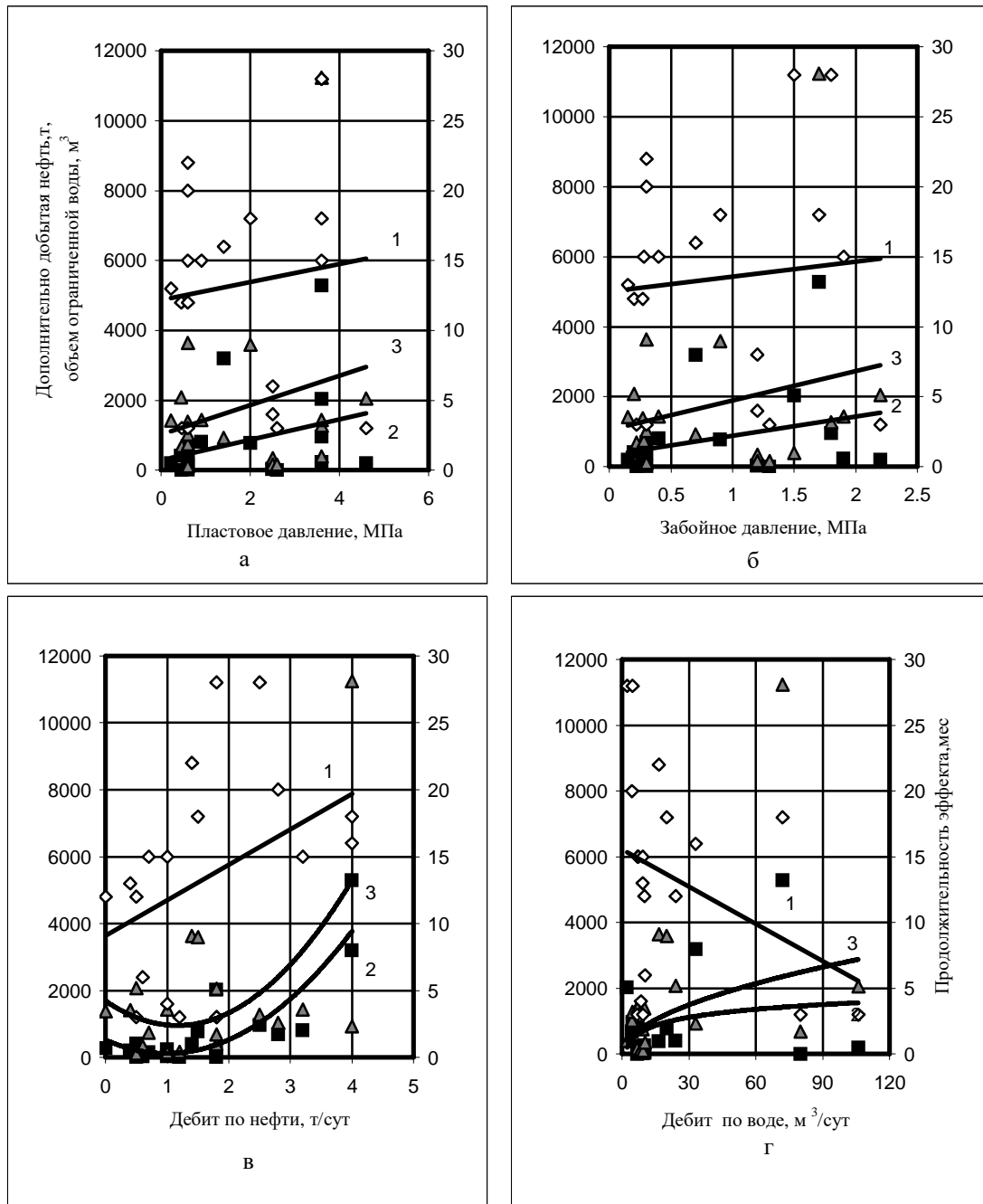


Рис.67. Зависимость продолжительности эффекта (1), количества дополнительно добытой нефти (2) и объема ограниченной воды (3) от пластового (а) и забойного (б) давлений, дебитов по нефти (в) и воде (г)

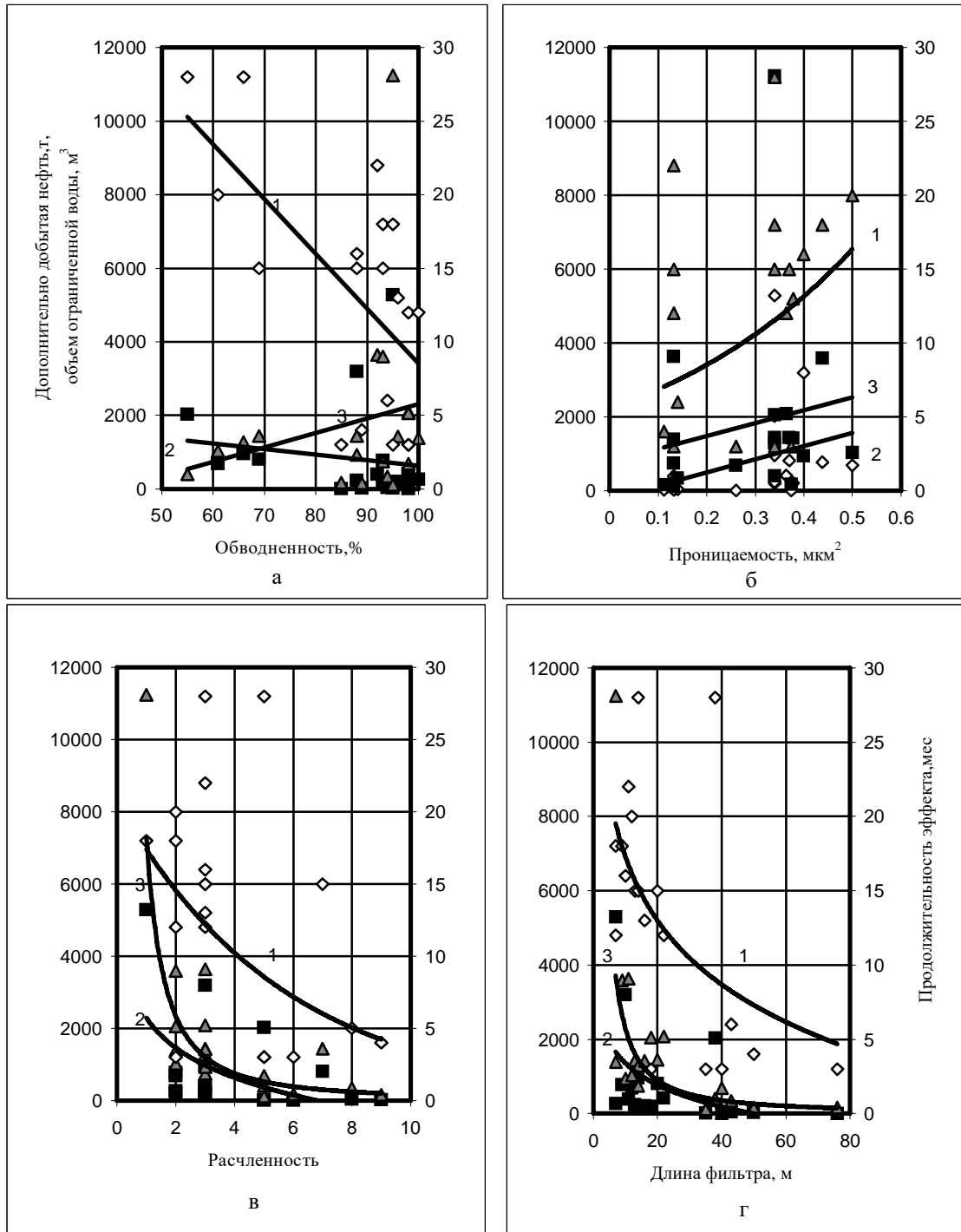


Рис.68. Зависимость продолжительности эффекта (1), количества дополнительно добытой нефти (2) и объема ограниченной воды (3) от обводненности (а) и проницаемости (б), расчлененности (в) и длины фильтра (г)

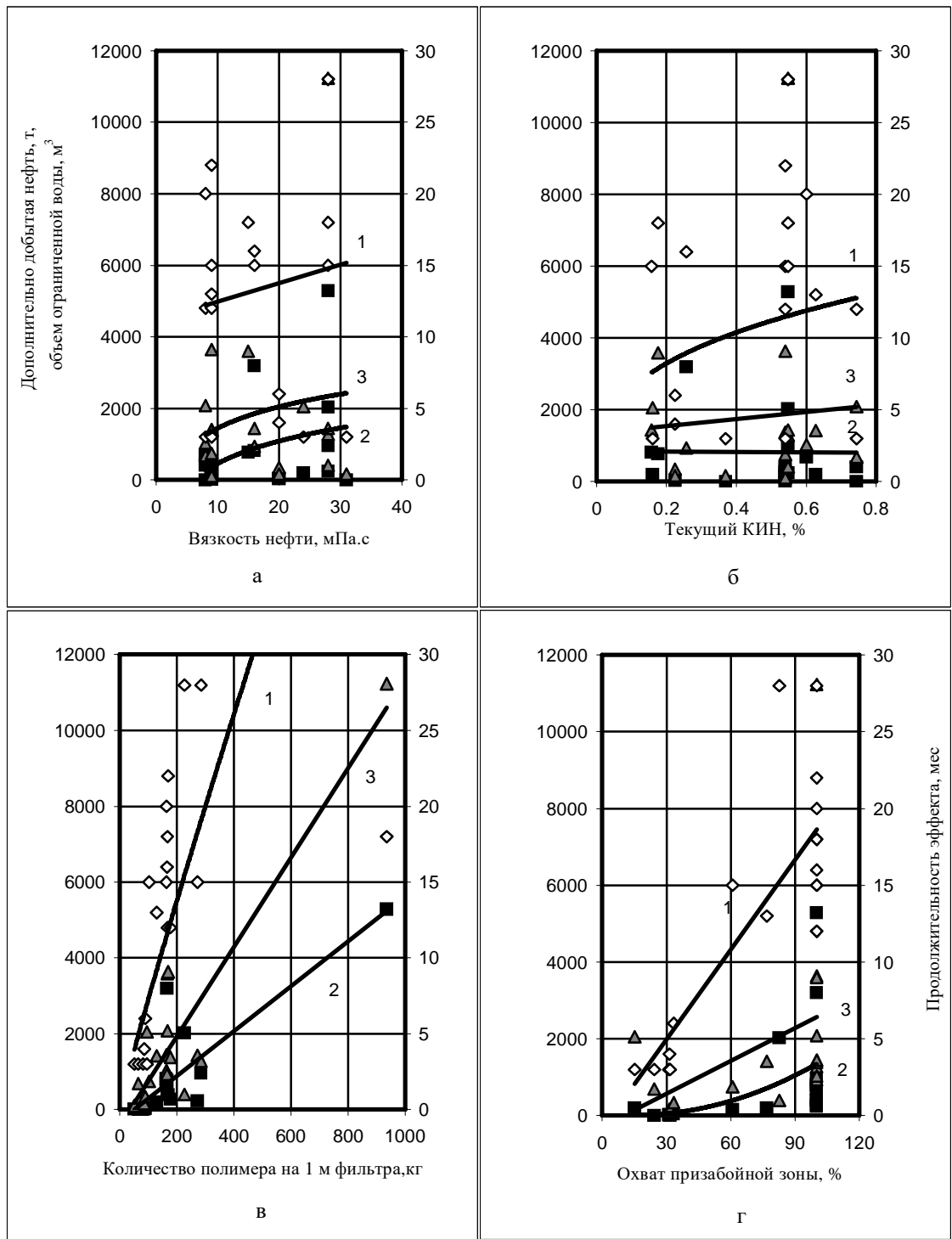


Рис.69. Зависимость продолжительности эффекта (1), количества дополнительно добытой нефти (2) и объема ограниченной воды (3) от вязкости нефти (а) и текущего КИН (б), количества закачанного полимера (в) и охвата ПЗС (г)

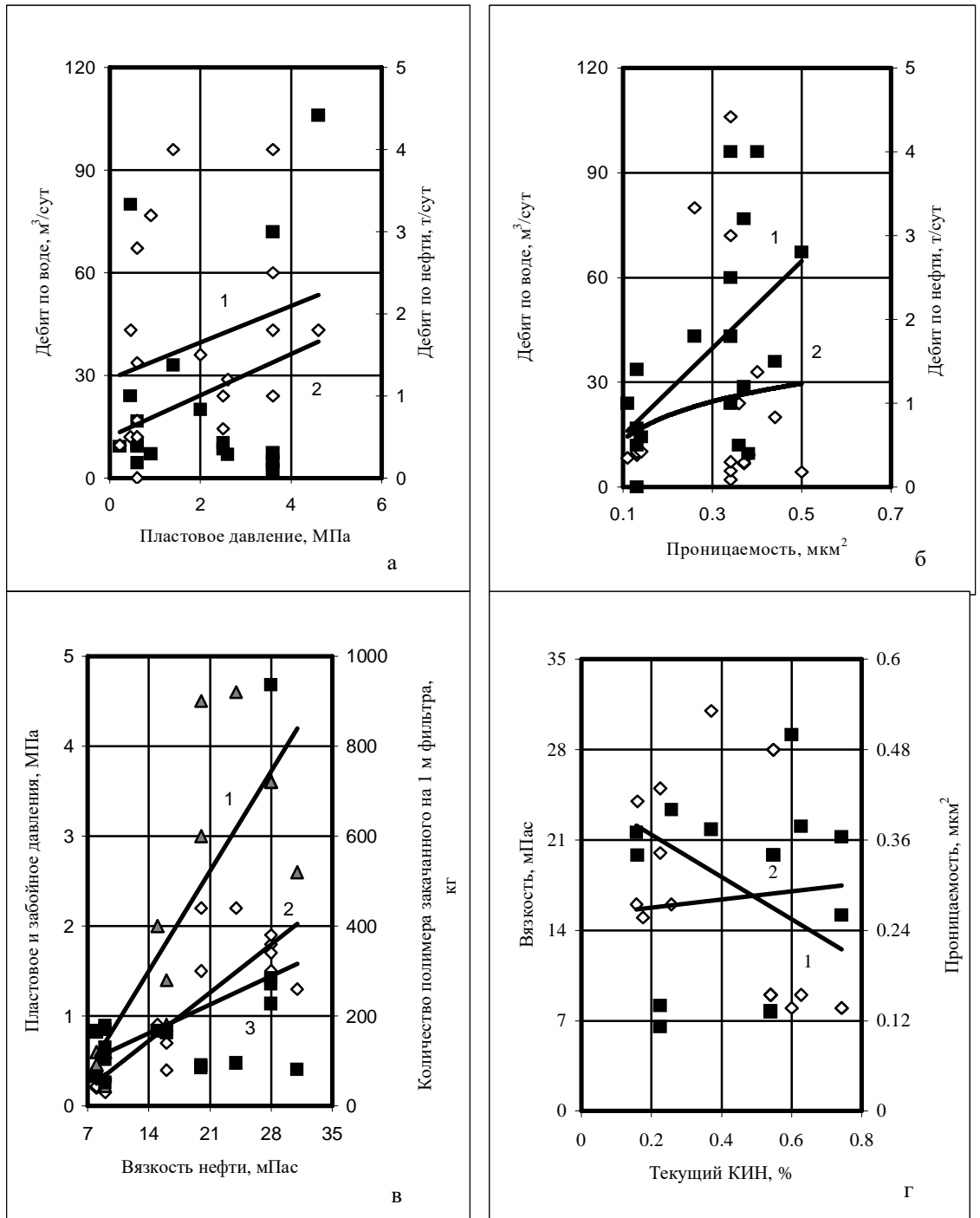


Рис.70. Зависимость дебитов по нефти (1) и воде (2) от пластового давления (а) и проницаемости (б); пластового (1) и забойного (2) давлений, количества полимера, закачанного на 1 м фильтра (3) от вязкости нефти (в); текущего КИН от вязкости нефти (1) и проницаемости (2)- (г)

людаются более высокие дебиты нефти и воды (рис.70, *a*). Как видно из рис. 67, *b*, *z*, с повышением дебитов по нефти и воде происходит увеличение практически всех факторов, характеризующих эффект изоляции водопритоков полимерным раствором. Поэтому при обработке ПЗС полимерным раствором с высоким пластовым и забойным давлениями наблюдаются более высокие значения эффекта изоляции, чем для скважин с низким пластовым и забойным давлениями.

Наблюдаемое на рис.67 *z* уменьшение продолжительности эффекта изоляции с увеличением дебита по воде связано с несоблюдением таких технологических факторов как количество закачанного полимера на 1 м фильтра и процент заполнения полимером в ПЗС области действия пластовых скоростей сдвига (см. табл. 27, 28). Рассмотрим, в качестве примера, процент заполнения полимером в ПЗС области действия пластовых скоростей сдвига у нескольких скважин с высоким и низким дебитом по воде, использование которых предопределило характер поведения вышеуказанной зависимости. Так, для скв. 3828, 2992, у которых, соответственно, высокий дебит по воде - 106 и 80 м³/сут, а количество полимера, закачанного на 1 м фильтра, не обеспечило охват области действия пластовых скоростей сдвига в ПЗС (скв. 3828 -15,2 и скв. 2992 -24,2 %), продолжительность эффекта изоляции составила 3 мес. Для скв. 3553, 3574, у которых, соответственно, низкий дебит по воде - 4,7 и 4,4 м³/сут, а количество, закачанного полимера, обеспечило в ПЗС 100 % охват вышеуказанной области, продолжительность эффекта изоляции составила, соответственно, 28 и 20 мес.

По той же причине (высокий дебит по воде и несоблюдение охвата области действия пластовых скоростей сдвига полимером) обусловлена динамика зависимостей объема ограниченной воды и продолжительности эффекта изоляции от обводненности продукции (см. рис. 68, *a*). Несоответствие динамики зависимости количества дополнительно добытой нефти от обводненности на рис. 68, *a* и от дебита скважины по воде на рис. 67, *z* связано с тем, что в первом

случае берется процентное содержание воды в общем объеме добываемой жидкости, а во втором - значение дебита скважины по воде.

С увеличением проницаемости пласта в пределах 0,112-0,5 мкм² наблюдается рост эффективности обработки ПЗС полимерным раствором (см. рис.68, б). Связано это с несколькими причинами. Во-первых, как видно из рис.70, б, для условий НГДУ “Балаханьнефть” с ростом проницаемости растут дебиты по нефти и воде, а это, как показано выше, приводит к повышению практически всех критериев, характеризующих эффективность изоляции водопритоков полимерным раствором. Во-вторых, при обработке ПЗС путем подбора концентрации полимера в растворе и скорости его закачки соблюдались наиболее выгодные условия для его преимущественной фильтрации в водонасыщенные пропластки (см формулу 4). Увеличение проницаемости пласта, при соблюдении вышеуказанного условия, повышает возможность для фильтрации полимерного раствора в глубь водонасыщенной части ПЗС и лучшего его смешивания с пластовой водой. В результате в ПЗС образуется водоизолирующий экран и большего размера, и более высокого качества и, как следствие, создаются условия для роста продолжительности эффекта изоляции, объема ограниченной воды и количества дополнительно добытой нефти.

С увеличением расчлененности пласта и длины фильтра происходит снижение эффективности обработки ПЗС полимерным раствором (см. рис. 68, в, г). Причем, как видно из табл.27, 28, это наблюдается и для скважин с высокой проницаемостью - 26130/130, 3230, 3828, 2790, 2992. Очевидно, что при обработке ПЗС полимерным раствором с увеличением расчлененности пласта и длины фильтра, для охвата области действия пластовых скоростей сдвига, требуется все большее его количество на 1 м фильтра, что, как видно из табл.27, не всегда соблюдалось. В связи с этим в ряде скважин 26130/130, 3230, 3828, 2790, 22213/326, 2992, 3716, 3671 из-за малых размеров водоизолирующего экрана и нерасположения его в вышеуказанной области он быстро разрушался, что и приводило к снижению эффективности изоляции

водопритоков полимерным раствором с ростом расчлененности пласта и длины фильтра скважины .

Как видно из рис. 69, *а*, с увеличением вязкости нефти в пластовых условиях растет продолжительность эффекта изоляции, количество дополнительно добытой нефти и объем ограниченной воды. Обусловлено это тем, что, как следует из рис.70. *в*, с увеличением вязкости нефти растут пластовые и забойные давления, а также в результате соблюдения условия селективной фильтрации полимерного раствора в водонасыщенные пропластки, количество полимера закачанного на 1 м фильтра. С ростом этих геолого-физических и технологического факторов повышается эффективность изоляции водопритоков полимерным раствором (см. рис. 67, *а,б* и рис. 69, *в*), что и находит свое отражение в увеличении эффективности изоляции водопритоков с повышением вязкости нефти в пластовых условиях.

Повышение текущего КИН приводит к увеличению продолжительности эффекта изоляции и объема ограниченной воды (см. рис. 69, *б*). В то же время количество дополнительно добытой нефти практически не зависит от роста текущего КИН. Анализ и сопоставление данных, приведенных на рис. 70, *г*; 68, *б*; 69 *а, б*, показывает, что зависимость эффективности изоляции водопритоков полимерными растворами от текущего КИН, прежде всего определяется зависимостью эффективности изоляции водопритоков от проницаемости и вязкости нефти в пластовых условиях и зависимостью текущего КИН от этих геолого-физических факторов. Так, например, с увеличением проницаемости растет текущий КИН (см. рис.70, *г*), растет и эффективность изоляции водопритоков полимерными растворами (см. рис. 68, *б*). Поэтому с увеличением текущего КИН растет продолжительность эффекта изоляции и количество ограниченной воды (см. рис. 69, *б*) .

Что касается влияния текущего КИН на количество дополнительно добытой нефти при обработке ПЗС полимерным раствором, то здесь, по-видимому, играют роль следующие факторы. С одной стороны, с ростом проницаемости

пласта, хотя и растет текущий КИН, но снижается его нефтенасыщенность и вязкость нефти в пластовых условиях. Поэтому при высоких значениях КИН при обработке ПЗС полимерным раствором не наблюдается роста дополнительно добытой нефти. С другой стороны, при низких текущих КИН, хотя и растет нефтенасыщенность пласта и вязкость нефти, однако уменьшается проницаемость пласта (см. рис. 70, *з*). Как показано ранее (см. рис. 68, *б*), со снижением проницаемости пласта количество дополнительно добытой нефти в результате обработки ПЗС полимерным раствором уменьшается. Поэтому при низких КИН также не наблюдается роста дополнительно добытой нефти. В результате взаимодействия вышеуказанных факторов при обработке ПЗС полимерным раствором изменение текущего КИН не оказывает влияния на количество дополнительно добытой нефти.

Из рис.69, *в*, *г* видно, что с увеличением количества закачанного полимера на 1 м фильтра и охвата полимерным раствором в ПЗС области действия пластовых скоростей сдвига эффективность изоляции водопритоков увеличивается. Связано это с тем, что с ростом количества закачанного полимера в ПЗС и расположением водоизолирующего экрана в области действия пластовых скоростей сдвига увеличивается его водоизолирующая способность и устойчивость к вымыванию. В тех же случаях, где объем, закачанного в ПЗС полимерного раствора, как это неоднократно отмечалось выше, не позволил охватить в полном объеме всей области действия пластовых скоростей сдвига наблюдается или малая продолжительность эффекта изоляции, или отсутствие, или малый рост дополнительно добытой нефти, либо низкая степень ограничения водопритока (см. табл. 27,28).

Анализ данных, приведенных на рис. 67-70, показал, что с изменением одной части геолого-физических, технических и технологических факторов, характеризующих ПЗС, скважину и технологию обработки, значения показателей, выбранных в качестве критериев эффективности изоляции водопритоков полимерными растворами, увеличиваются, другой части -

снижаются, а третьей части - увеличение или снижение значений носит избирательный характер. Например, увеличение проницаемости пласта, вязкости нефти в пластовых условиях, пластового и забойного давления, количества полимера на 1 м фильтра, охвата ПЗС полимерным раствором приводит к росту, а увеличение расчлененности пласта, длины фильтра - к снижению эффективности изоляции водопритоков полимерными растворами по всем показателям. С увеличением дебита скважины по воде, обводненности продукции, текущего КИН по одним критериям наблюдается рост эффективности изоляции водопритоков полимерными растворами, по другим - снижение.

Для выяснения количественного влияния этих факторов на эффективность изоляции водопритоков полимерными растворами был использован корреляционно-регрессионный анализ [85], в результате которого были получены математические модели, выражающие зависимость продолжительности эффекта изоляции Y_1 (мес), количества дополнительно добытой нефти Y_2 (т), объема ограниченной воды Y_3 (м³) от геолого-физических, технических и технологических факторов, приведенных в табл.27.

Общий вид полученных моделей имеет следующий вид:

$$Y = a_0 + a_1X_1 + a_2X_2 + a_3X_3 + a_4X_4 + a_5X_5 + a_6X_6 + a_7X_7 + a_8X_8 + a_9X_9 + a_{10}X_{10} + a_{11}X_{11} + a_{12}X_{12}, \quad (20)$$

Коэффициенты уравнений регрессии для каждого фактора приведены в табл. 29. Здесь же даны значения коэффициента множественной корреляции для каждого уравнения, которые, как видно, получились достаточно высокими, что свидетельствует о наличии хорошей связи между выходными и входными переменными.

Полученные уравнения использованы для выявления степени влияния каждого фактора, в рассмотренных в данном случае пределах его изменения, на продолжительность эффекта изоляции, количество дополнительно добытой нефти, объем ограниченной воды (см. табл. 29).

Таблица 29

Факторы	Коэффициенты уравнения регрессии			Вклад каждого фактора в соответствующий критерий эффекта изоляции, %			Общая оценка вклада каждого фактора в эффект изоляции, %
	Y ₁	Y ₂	Y ₃	d ₁	d ₂	d ₃	
a ₀	7,13	-10525,4	4284,5	-	-	-	-
x ₁	- 9,75	1304,9	-1233,6	6,36	3,13	2,4	3,6
x ₂	- 0,45	6,6	-284,1	4,05	0,21	7,4	1,84
x ₃	17,55	4972,5	-1374,1	15,38	16,05	3,5	9,55
x ₄	-33,26	-9832,8	3067,4	14,42	15,7	3,9	9,6
x ₅	0,20	41,6	-153,6	2,86	2,14	6,3	3,38
x ₆	14,82	3045,2	-5321,6	12,01	9,09	12,6	11,1
x ₇	2,59	1381,6	-572,7	9,2	18,03	5,9	9,95
x ₈	-0,10	-37,3	31,1	9,08	11,41	7,6	9,23
x ₉	-0,04	95,2	-23,4	1,7	13,70	2,7	3,96
x ₁₀	-0,16	-22,8	63,4	7,35	3,70	8,2	6,06
x ₁₁	-0,01	0,8	15,0	9,23	2,47	32,7	9,08
x ₁₂	-0,08	-12,1	23,5	8,36	4,36	6,7	6,26
Коэффициент множественной корреляции	0,96	0,98	0,97	-	-	-	-

Как видно из табл.29, в зависимости от критерия, характеризующего эффективность ограничения водопритоков полимерными растворами, на первое место выходят те или иные геолого-физические, технические или технологические факторы. Изменение значимости того или иного фактора напрямую связано с физико-химическими процессами, протекающими в ПЗС. Например, наибольшее влияние на продолжительность эффекта изоляции Y₁ оказывают факторы, влияющие на долговременность полимерного экрана в ПЗС и эффективность изоляции водопритоков: пластовое и забойное давления – соответственно 15,38 и 14,42 %, текущий коэффициент извлечения нефти – 12,01 %, количество закачанного полимера на 1 м фильтра – 9,23 %, дебит сква-

жины по нефти и воде - 9,2 и 9,08 %, далее заполнение ПЗС полимерным раствором - 8,36 % и т.д. На количество добытой нефти Y_2 наибольшее влияние оказывают, факторы определяющие ее: на первом месте дебит скважины по нефти - 18,03 %, далее по степени влияния следуют пластовое и забойное давления - 16,05 и 15,7 %, обводненность продукции - 13,7 %, дебит скважины по воде - 11,41 %, текущий КИН - 9,09 %, заполнение ПЗС полимерным раствором - 4,36 % и т. д. На объем ограниченной воды Y_3 наибольшее влияние оказывает прежде всего количество закачанного полимера на 1 м фильтра - 32,78 %, затем текущий КИН - 12,63 %, далее длина фильтра - 8,16 %, дебит воды - 7,59 %, расчлененность - 7,36 %, заполнение ПЗС полимерным раствором - 6,77 %, вязкость нефти в пластовых условиях - 6,29 % и т.д.

Для определения в целом общей оценки влияния каждого фактора на эффективность изоляции водопритоков полимерными растворами воспользуемся подходом, предложенным в работе [168]. В этом случае общая оценка D представляет собой среднепропорциональное частных оценок

$$D = \sqrt[3]{d_1 d_2 d_3}, \quad (21)$$

где d_1, d_2, d_3 - вклад каждого фактора в соответствующий критерий эффекта изоляции Y_1, Y_2, Y_3 .

Как видно из табл.29, на первое место по степени влияния на общий эффект изоляции воды полимерным раствором в данном случае выходит такой фактор как текущий КИН - 11,11, затем дебит скважины по нефти - 9,95, далее забойное и пластовое давления - 9,6 и 9,55, дебит скважины по воде - 9,23, количество полимера закачанного на 1 м фильтра - 9,08, заполнение полимером ПЗС - 6,26, длина фильтра - 6,06, обводненность - 3,96, проницаемость - 3,6, вязкость нефти в пластовых условиях - 3,38 и расчлененность пласта - 1,84 %.

Таким образом, комплексный анализ геолого-физических, технических и технологических факторов, характеризующих процесс изоляции водопритоков полимерными растворами, показал, что при выборе скважин на проведение работ по ограничению водопритоков для достижения высокого эффекта

необходимо прежде всего принимать во внимание по степени их значимости такие геолого-физические и технические факторы как текущий коэффициент извлечения нефти, дебит скважины по нефти, забойное и пластовое давления, дебит скважины по воде. Ориентирование только на такой фактор как обводненность продукции, который считается первоочередным при выборе скважины на проведение работ по ограничению водопритоков, может привести к снижению их эффективности. Проведенный анализ также показал, что правильно выбранное количество закачанного полимерного раствора в ПЗС существенно повышает величину и продолжительность эффекта изоляции водопритоков.

5.2. Комплексная система выбора и оценки технологий ограничения водопритоков в добывающих скважинах

При разработке нефтяных месторождений на любой ее стадии и особенно на поздней, характеризующейся значительным ростом обводненности продукции, снижением темпов и уровня добычи нефти, большое внимание уделяется повышению ее эффективности путем ограничения водопритоков и снижения обводненности. Одним из возможных путей снижения обводненности добываемой продукции и повышения дебита нефти в добывающих скважинах на всех стадиях разработки нефтяных месторождений является применение различных технологий с использованием полимеров или композиций на их основе, обладающими селективными свойствами.

Несмотря на многообразие технологий обработок ПЗС полимерами или композициями на их основе настоящая проблема требует дальнейшей разработки.

С целью дальнейшего усовершенствования технологий обработок ПЗС различными полимерами и композициями на их основе В главах 3, 4 были проведены лабораторные исследования влияния различных факторов на их

реологические, изолирующие свойства и на особенности их поведения в пористой среде. В результате проведенных исследований были обоснованы такие технологические параметры как скорость закачки изолирующего агента в пласт, скорость фильтрации добываемой продукции после обработки пласта, порционность закачки при применении композиций на основе полимера и объем буферной жидкости, регулируя которые можно существенно повысить эффективность обработок полимерами или композициями на их основе в скважинах и залежах с различными геолого-физическими и техническими условиями.

Для решения задачи установления технолого-экономической эффективности той или иной технологии обработок ПЗС полимерными растворами в условиях неопределенности как статистического, так и нечеткого характера, а также возможности получения прогнозной оценки сравнительной эффективности различных технологий в соответствующих физико-геологических и технико-технологических условиях был разработан новый комплексный инженерный подход, приведенный в виде расчетной схемы на рис. 71.

Обычно прогнозирование значений критериев можно проводить статистическими методами путем построения множественных корреляционных уравнений, что в условиях недостаточной информации не всегда дает положительные результаты. Поэтому расчетная схема в зависимости от исходной информации наряду с применением статистических методов, также должна предусматривать применение аппарата, заранее учитывающего нечеткий характер информации, нечеткость целей и ограничений, т.е. теорию нечетких множеств.

Принцип теории нечетких множеств заключается в том, что нечеткость используется как альтернатива случайности для описания неопределенности. Нечеткое множество Zadeh [210], которое допускает частичную к нему принадлежность, является обобщением классического жесткого множества. Это означает, что каждый элемент нечеткого множества принадлежит ему со степенью, которая определяется особой функцией, называемой функцией принадлежности



Рис.71. Схема принятия решений

сти (μ). Значения этой функции заключаются между 0 и 1.

Как видно из рис.71, основным этапом в исследованиях, результаты которых приведены в настоящей работе, является оценка показателей эффективности ограничения водопритоков. Для этого в зависимости от характера исходной информации используются два подхода, основанных на методах математической статистики и нечеткой логики. Если исходные данные дают полную информацию для статистического анализа, то в таком случае с применением методов корреляционного анализа строятся множественные уравнения, выражающие связь между каждым из показателей эффективности ограничения водопритоков и факторами, характеризующими геолого-физические, технические и технологические условия ПЗС.

Для этого необходимо обосновать и выбрать факторы, характеризующие геолого-физические, технические и технологические условия ПЗС и критерии, характеризующие эффективность процесса изоляции водопритоков полимерными растворами и композициями на их основе.

В разное время в НГДУ «Балаханынефть» с целью изоляции водопритоков были обработаны призабойные зоны ряда нефтедобывающих скважин иономером "Л". Основываясь на анализе результатов исследований, выполненных в 5.1 и опыте промыслового применения полимерных растворов для изоляции водопритоков в добывающих скважинах [2, 21, 34, 78, 100, 112, 129, 136, 151] в качестве факторов и критериев были выбраны следующие геолого-технические, технологические данные и результаты изоляции водопритоков, обработанных на месторождениях Азербайджана скважин.

Геолого-физические, технические и технологические факторы: проницаемость пласта, мкм^2 ; расчлененность; пластовое давление, МПа; забойное давление, МПа; вязкость нефти в пластовых условиях, $\text{мПа}\cdot\text{с}$; текущий коэффициент нефтеотдачи; дебит скважины по нефти до обработки, т/сут ; дебит скважины по воде до обработки, $\text{м}^3/\text{сут}$; обводненность продукции, %; длина фильтра, м; количество закачанного полимера на 1м фильтра, кг;

процент заполнения призабойной зоны скважины полимерным раствором, % (табл.30).

Критерии, характеризующие эффективность процесса изоляции водопри-токов полимерными растворами: продолжительность ограничения водопритока, мес.; количество дополнительно добытой нефти, т; объем ограниченной воды, м³; прибыль, руб, приведены в табл. 31.

Основываясь на базе этих данных и используя метод корреляционно-регрессионного анализа [85] построены математические модели, отражающие влияние этих факторов на три критерия эффекта изоляции: продолжительность ограничения водопритока (Y_1), количество дополнительно добытой нефти (Y_2) и объем ограниченной воды (Y_3) за время наблюдаемого эффекта от обработки призабойной зоны скважины полимерным раствором.

Полученные уравнения регрессии для каждого критерия эффективности приведены ниже.

Уравнение регрессии для критерия продолжительность ограничения водопритока:

$$Y_1 = 17,49517 - 4,93565x_1 - 0,26557x_2 + 8,891335x_3 - 15,1127x_4 + 0,012885x_5 + 11,55491x_6 + 0,728976x_7 - 0,02285x_8 - 0,18618x_9 - 0,09396x_{10} - 0,006x_{11} + 0,122663x_{12} \quad (22)$$

Уравнение регрессии для критерия дополнительно добытое количество нефти:

$$Y_2 = -1136,14 - 716,016x_1 - 59,069x_2 + 1320,328x_3 - 2451,34x_4 - 16,321x_5 - 11,0859x_6 + 575,1457x_7 - 13,8981x_8 + 16,23682x_9 + 1,521051x_{10} + 4,099297x_{11} - 5,21852x_{12} \quad (23)$$

Уравнение регрессии для критерия количество ограниченной воды:

$$Y_3 = -7762,81 + 5298,15x_1 + 52,97595x_2 + 48,9739x_3 - 869,975x_4 + 88,65649x_5 + 1340,104x_6 + 315,7015x_7 + 3,338286x_8 + 74,12884x_9 - 52,4964x_{10} + 10,1961x_{11} - 14,3197x_{12} \quad (24)$$

Таблица 30

**Геологические, технические и технологические данные скважин НГДУ "Балаханынефть",
обработанных иономером "Л"**

N	Проницаемость, мкм ²	Расчлененность	Пластовое давление,	Забойное давление, МПа	Вязкость нефти в пласто- вых усло- виях, мПа·с	Текущий коэффициент нефтеотдачи	Дебит скважины до обработки		Обводненность, %	Длина фильтра, м	Коли- чество поли- мера на 1 м филт- ра, кг	% запл- нения ПЗС поли- мером
							нефть, т/сут	вода, м ³ /сут				
	X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅	X ₆	X ₇	X ₈	X ₉	X ₁₀	X ₁₁	X ₁₂
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	0,374	6	2,6	1,3	31	0,37	1,2	6,8	85	76	81,2	31,6
2	0,364	3	0,45	0,2	8	0,743	0,5	24	97,9	22	167,0	100
3	0,340	5	3,6	1,5	28	0,548	1,8	2,2	55	38	227	82,6
4	0,340	3	3,6	1,8	28	0,548	2,5	4,7	65,5	14	285	100
5	0,340	3	3,6	1,9	28	0,548	1,0	7,3	87,9	13	272	100
6	0,340	1	3,6	1,7	28	0,548	4,0	72	94,7	7	936	100
7	0,340	2	4,6	2,2	24	0,16	1,8	106	98,3	18	95,7	15,2
8	0,378	3	0,22	0,15	9	0,627	0,4	9,2	95,8	16	130	76,9
9	0,132	5	0,6	0,3	9	0,54	0,5	9,3	94,9	35	51,8	31,2
10	0,132	3	0,6	0,28	9	0,54	0,7	9,2	92,9	14	103	60,8
11	0,132	3	0,6	0,3	9	0,54	1,4	16,5	92,1	11	170	100
12	0,132	2	0,6	0,27	9	0,54	-	10	100	7	178	100
13	0,260	5	0,46	0,22	8	0,743	1,8	80	97,8	40	65,5	24,2
14	0,4	3	1,4	0,7	16	0,257	4,0	33	87,9	10	166	100
15	0,140	8	2,5	1,2	20	0,225	0,6	10,2	94,4	43	90,2	33,3

Продолжение таблицы 30

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
16	0,5	2	0,6	0,3	8	0,6	2,8	4,4	61,1	12	164	100
17	0,112	9	2,5	1,2	20	0,225	1,0	8,4	89,4	50	86,2	31,5
18	0,438	2	2	0,9	15	0,176	1,5	20	93,0	9	167	100
19	0,370	7	0,9	0,4	16	0,158	3,2	7	68,6	20	163	100
20	0,340	3	3,6	1,9	28	0,548	3,0	103	97,1	15	516,6	100
21	0,303	1	4,6	2,6	24	0,16	6,0	29,4	83,0	5	307,4	100
22	0,600	5	3,6	1,9	28	0,548	2,0	10,5	84	20	136,6	100
23	0,132	7	0,6	0,3	9	0,54	0,8	88	99,1	58	51,8	31,5
24	0,089	13	5,0	2,7	50	0,225	1,0	22,3	95,7	70	68,5	50
25	0,250	20	1,2	0,6	40	0,35	1,4	6,0	81	100	204,3	90
26	0,500	15	4,0	2,2	36	0,38	4,5	78,5	94,5	80	181,7	80
27	0,600	16	2,6	1,3	12	0,45	2,0	12,5	86,2	90	103,1	75,5
28	0,180	12	3,0	1,5	42	0,17	3,5	48	93,2	75	204,3	90
29	0,096	17	4,8	2,4	48	0,16	2,2	11,3	83,7	60	227,1	100
30	1,00	1	1,4	0,7	32	0,75	6,0	29,4	83,0	12	136,4	100

Таблица 31

Значения критериев эффективности обработки ПЗС полимерным раствором

N N	Y ₁	Y ₂	Y ₃	Y ₄
	Продолжительность эффекта, мес	Средние значения дополнительно добытой нефти и ограничения водопритоков за время эффекта		Прибыль по скважинам с учетом стоимости полимера, тыс. руб
Нефть, т		Вода, м ³		
1	3	-	166.1	-
2	12	409.1	2080.5	1382.2
3	28	2026.9	399	4326
4	28	957.6	1276.8	2144.8
5	15	235.1	1453.5	863.3
6	18	5283.9	11234.7	2961.8
7	3	196.6	2052	470.4
8	13	200	1415.4	999.6
9	3	17.1	108.6	50.5
10	15	153.9	748.2	508.6
11	22	388.7	3636.6	1848.7
12	12	266.7	1381.7	372.3
13	3	-	684	169.4
14	16	3192	931	6914
15	6	34.2	342	138.1
16	20	684	1026	1575.4
17	4	22.8	160	4947.8
18	18	770	3591	2545.4
19	15	810	1440	1928.3
20	16	864	10944	4978.1
21	17	3391.5	4647.3	7742.8
22	20	684	2918.4	2163.7
23	2	-	248	52.4
24	3	-	520	122.7
25	4	-	244	-
26	5	25	500	80.0
27	4	-	300	15.4
28	5	80	400	143.9
29	10	310	1590	959.4
30	22	1914	10208	6747.6

Коэффициент множественной корреляции полученный для модели Y_1 (продолжительность ограничения водопритока) составляет 0,96, для Y_2 (дополнительно добытая нефть) - 0,91, для Y_3 (количество ограниченной воды) - 0,91. Как видно, значения коэффициента множественной корреляции получились достаточно высокими, что свидетельствует о наличии хорошей связи между выходными и входными переменными. Адекватность полученных уравнений множественной линейной регрессии оценивалась по критерию Фишера. Значимость оценок коэффициентов уравнения оценивалась по критерию Стьюдента. Проведенный анализ позволил получить уравнения множественной линейной регрессии, характеризующие статистическую взаимосвязь между величинами с достаточно высокой степенью достоверности.

Для учета и экономического критерия были рассчитаны значения прибыли (Y_4) в ценах 1990-1992 гг (табл. 5.2) по формуле, предложенной в работе [34].

На основании полученных моделей проведены вариантыные расчеты (моделирование) для различных сочетаний условий (характеристик пласта, скважин), управляемых факторов (количество закачанного полимера на 1 м фильтра, процент заполнения ПЗС раствором) и значений прибыли, рассчитанных для каждого случая. Значения характеристик пласта, скважин и управляемых факторов выбраны исходя из реальных их значений. Проницаемость пласта изменялась в пределах 0,1-1 мкм², расчлененность пласта - 1-20, пластовое и забойное давления изменялись, соответственно, в пределах 0,4-5 и 0,2-2,5 МПа, вязкость нефти в пластовых условиях - 3-50 мПа·с, текущий коэффициент извлечения нефти - 0,16-0,75, дебит скважины по нефти и воде, соответственно, изменялся в пределах 0,2 - 5 т/сут, 0,244 - 95 м³/сут, обводненность продукции - 55-95%, длина фильтра - 5-60 м, количество закачанного полимера на 1 м фильтра - 80-500 кг, процент заполнения ПЗС полимерным раствором рассчитывался исходя из количества закачанного полимера на 1 м фильтра.

Оптимальные условия выбирались исходя из основных положений теории нечетких множеств [210]. При этом для каждого набора таких сочетаний и соответствующих значений критериев Y_1, Y_2, Y_3, Y_4 рассчитываются функции принадлежности, оценка которых в данном случае производится с помощью экспоненциальной зависимости в виде:

$$\mu = \exp(aY_i^2), \quad (25)$$

где μ - функция принадлежности;

Y_j - в разных случаях: продолжительность ограничения водопритока (Y_1), мес; дополнительно добытое количество нефти (Y_2), т, количество ограниченной воды (Y_3), м³.

Оптимальной будет строка, соответствующая $\mu = \max \min (\mu_1, \mu_2, \mu_3, \mu_4)$. В этой строке оказываются значения входных переменных, которые необходимо выбрать при проведении технологических операций по ограничению водопритоков с целью обеспечения максимальной прибыли, продолжительности ограничения водопритока, количества ограниченной воды, дополнительно добытого количества нефти. Результаты расчетов функции принадлежности для шестнадцати лучших вариантов с указанием оптимальных условий приведены в табл. 32.

Из данных, представленных в табл. 32, видно, что применение теории нечетких множеств позволяет подобрать для конкретных условий такую технологию обработки ПЗС полимерным раствором (количество закачанного полимера на 1м фильтра, процентный охват ПЗС полимерным раствором), которая обеспечит для данных геолого-технических условий максимальный технологический и экономический эффект.

В случае, когда исходной информации недостаточно для оценки эффективности водоизоляционных работ были разработаны лингвистические правила оценки эффективности применяемой технологии.

Таблица 32

Оптимальные условия обработки ПЗС и значения функции принадлежности

N	x ₁	x ₂	x ₃	x ₄	x ₅	x ₆	x ₇	x ₈	x ₉	x ₁₀	x ₁₁	x ₁₂	Y ₁	Y ₂	Y ₃	Y ₄	μ ₁	μ ₂	μ ₃	μ ₄	μ
1	0.5	1	2	1	50	0.75	5	6.1	55	5	500	48.20	22.45	3301.43	9408.18	9064088.00	0.70	0.71	0.73	0.79	0.70
2	1	1	2	1	20	0.75	5	6.1	55	5	500	82.30	23.78	3255.10	8909.26	8821256.00	0.73	0.71	0.70	0.77	0.70
3	1	10	5	2.5	20	0.75	5	15	75	20	500	100.00	22.23	3138.94	8699.38	8475929.00	0.70	0.70	0.69	0.75	0.69
4	0.1	1	0.4	0.2	50	0.75	5	15	75	5	500	100.00	24.72	3367.11	8677.07	8956161.00	0.75	0.72	0.69	0.78	0.69
5	1	1	0.4	0.2	20	0.75	5	6.1	55	5	500	82.30	21.65	3103.65	9526.88	8734302.00	0.69	0.69	0.73	0.76	0.69
6	1	1	5	2.5	50	0.5	5	6.1	55	5	500	82.30	25.28	3052.21	10075.89	8811418.00	0.76	0.69	0.75	0.77	0.69
7	1	1	5	2.5	50	0.75	5	6.1	55	5	500	82.30	28.17	3049.44	10410.91	8911592.00	0.81	0.69	0.77	0.78	0.69
8	0.1	1	5	2.5	50	0.75	5	95	95	5	500	100.00	25.31	3015.42	8651.05	8295210.00	0.76	0.68	0.69	0.74	0.68
9	1	1	5	2.5	50	0.16	5	6.1	55	5	500	82.30	21.36	3055.98	9620.25	8675180.00	0.68	0.69	0.73	0.76	0.68
10	0.5	10	5	2.5	50	0.75	5	15	75	20	500	100.00	25.09	3007.32	8710.00	8234962.50	0.75	0.68	0.69	0.73	0.68
11	0.5	10	5	2.5	50	0.5	5	15	75	20	500	100.00	22.20	3010.09	8374.98	8134788.00	0.70	0.68	0.68	0.72	0.68
12	0.1	1	0.4	0.2	50	0.5	5	15	75	5	500	100.00	21.83	3369.88	8342.04	8855986.00	0.69	0.72	0.68	0.77	0.68
13	0.1	1	5	2.5	50	0.5	5	95	95	5	500	100.00	22.42	3018.19	8316.02	8195035.50	0.70	0.68	0.67	0.73	0.67
14	1	1	2	1	20	0.5	5	6.1	55	5	500	82.30	20.89	3257.87	8574.23	8721081.00	0.67	0.71	0.69	0.76	0.67
15	0.5	1	5	2.5	50	0.75	5	6.1	55	5	500	48.20	26.46	3585.40	8250.14	9227126.00	0.78	0.74	0.67	0.80	0.67
16	0.5	10	5	2.5	50	0.75	5	15	75	30	500	100.00	24.15	3022.53	8185.04	8055667.00	0.74	0.68	0.67	0.72	0.67

С этой целью был использован метод нечеткого моделирования и прогнозирования Fang et al. [197].

Метод нечеткого моделирования основан на процедуре нечеткого кластер анализа. Нечеткой кластеризации были подвергнуты собранные и обработанные результаты ограничения водопритоков ПЗС полимерными растворами приведенные в таблице 30. При проведении процедуры нечеткого кластер анализа учитывалась зависимость продолжительности эффекта обработки ПЗС полимерным раствором от дебита скважины по жидкости X_1 (сумма x_7, x_8), депрессии X_2 (разница x_3, x_4), длины фильтра скважины X_3 (x_{10}), КИН из пласта X_4 (x_6), расчлененности пласта X_5 (x_2), проницаемости пласта X_6 (x_1), количества полимера закачанного на 1 м фильтра X_7 (x_{11}) и охват ПЗС X_8 (x_{12}).

Путем нечеткой кластеризации отсортированных по возрастанию значений продолжительности эффекта ограничения водопритока полимерными растворами (Y) исходный массив был разбит на четыре нечетких кластера (см. рис.72).

Значения Y , принадлежащие каждому нечеткому кластеру будут описываться следующими лингвистическими переменными: эффект малый, средний, хороший и очень хороший. На рис. 72 показано распределение значений эффекта ограничения водопритоков (Y) по четырем нечетким кластерам и соответствующие им значения функции принадлежности, где $\mu_1, \mu_2, \mu_3, \mu_4$ – значения функции принадлежности к классам малый, средний, хороший и очень хороший. Полученные при этом значения функции принадлежности $\mu_1, \mu_2, \mu_3, \mu_4$ для Y приписываются каждой из восьми исходных переменных. В результате получаем обучающий массив из отсортированных по возрастанию Y с восьмью исходными переменными и значениями функции принадлежности к каждому из классов.

Используя данные, приведенные табл. 30 и рис.72, были определены характерные значения Y и переменных X_1 – X_8 по каждому из четырех нечетких кластеров. Полученные значения сведены в таблицу 33.

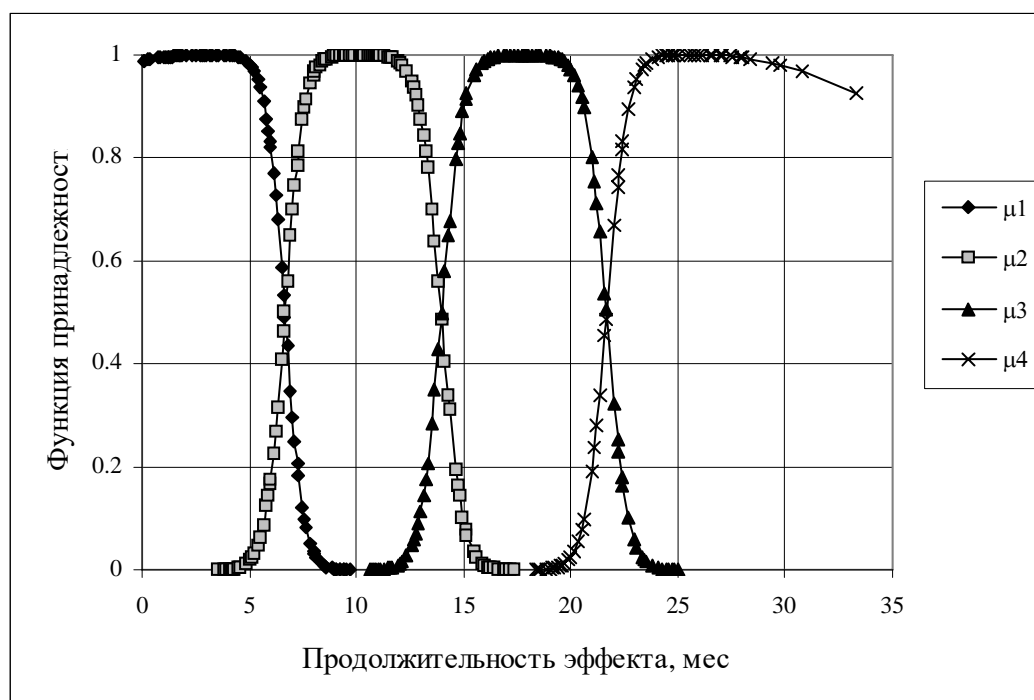


Рис.72. Распределение продолжительности эффекта ограничения водопритоков по степеням его принадлежности к четырем выделенным нечетким кластерам: μ_1 – малый; μ_2 – средний; μ_3 – хороший; μ_4 – очень хороший

На основании полученных нечетких кластеров (табл. 33) сформулированы нечеткие лингвистические правила в виде «если...., то.....», с помощью которых будет осуществляется нечеткое прогнозирование.

Правило 1. Если дебит скважины по жидкости от среднего до очень большого, депрессия на пласт от средней до очень большой, проницаемость пласта от малой до средней, расчлененность от средней до очень большой, КИН от малого до среднего, длина фильтра от большой до очень большой, количество закачанного полимера на 1 м фильтра малое, процент охвата ПЗС малый,

то **продолжительность эффекта малая.**

Правило 2. Если дебит скважины по жидкости от среднего до большого, депрессия на пласт от средней до очень большой, проницаемость пласта от малой до большой, расчлененность от малой до большой, КИН от малого до большого, длина фильтра от средней до очень большой, количество закачанного полимера на 1 м фильтра от малого до большого, процент охвата ПЗС от среднего до большого,

то **продолжительность эффекта средняя.**

Правило 3. Если дебит скважины по жидкости от малого до среднего, депрессия на пласт от малой до средней, проницаемость пласта от малой до большой, расчлененность от малой до средней, КИН от среднего до очень большого, длина фильтра от малой до средней, количество закачанного полимера на 1 м фильтра от среднего до большого, процент охвата ПЗС от среднего до большого,

Таблица 33

Интервалы изменения переменных и продолжительности эффекта ограничения по классам

Если,	Интервал изменения факторов								То	Интервал изменения критериев
	X ₁ , м ³ /сут	X ₂ , МПа	X ₃ , мкм ²	X ₄	X ₅	X ₆ , м	X ₇ , кг	X ₈ , %		У, мес.
>50 оч.больш шой	>1,8-2,6 оч.боль шая	0,068- 0,26 малая	>14 оч. боль шая	0,16- 0,25 малый	>50 оч.боль шая	51,8-96 малое	>96 малый		0,07-6,6 малый	
>40-50 большой	>1,5- 1,8 большая	>0,26- 0,5 средняя	>10-14 большая	>0,25- 0,45 средний	>20-50 большая	>96-272 среднее	96-100 средний		6,67-13,83 средний	
>20-40 средняя	0,07-1,5 средняя	>0,26- 0,5 большая	>7-10 средний	>0,45- 0,75 большо й	>10-20 средняя	>272- 500 большое	100 большой		13,97-21,63 хороший	
4-20 малый	0,07-1,5 малая	>0,5 оч.боль шая	1-7 малая	>0,75 большо й	5-10 малая	>500 оч.боль шое	100 оч,боль шой		22-33,33 оч. хороший	

то **продолжительность эффекта хорошая.**

Правило 4. Если дебит скважины по жидкости от малого до среднего, депрессия на пласт от малой до средней, проницаемость пласта от средней до очень большой, расчлененность от малой до средней, КИН от среднего до очень большого, длина фильтра от малой до средней, количество закачанного полимера на 1 м фильтра от среднего до очень большого, процент охвата ПЗС от большого до очень большого,

то **продолжительность эффекта очень хорошая.**

Применим эти нечеткие правила для прогнозирования продолжительности эффекта изоляции полимерными растворами по восьми указанным переменным.

Для этого построим экзаменуемый массив используя значения переменных и продолжительности эффекта ограничения водопритока от обработки призабойной зоны полимерными растворами по скважинам, приведенным в 5.1, часть из которых дана в таблице 34.

Рассмотрим в качестве примера исходные значения из экзаменуемого массива по скв. 3553. Используя табл. 34 определяем в какие классы попадают значения переменных по выбранной скважине. Имеем: дебит- малый; депрессия - от малой до средней; проницаемость - от средней до хорошей; расчлененность - малая; КИН - большой; длина фильтра – средняя; количество полимера закачанного на 1 м фильтра- большое; процент охвата ПЗС – от большого до очень большого. В данном случае подходят как Правило 3, так и Правило 4, т.е. продолжительность эффекта от обработки ПЗС полимерным раствором может быть большой (μ_3) или очень большой (μ_4). Применяя Правило 3,4 и используя обучающий массив получим следующие значения функции принадлежности к классу “длительность эффекта хорошая” и длительность эффекта очень хорошая (см..табл. 34). Принадлежность переменных X_1 – X_8 к

Таблица 34

№ скв.	Дебит скважины по жидкости, м ³ /сут	Депрессия на пласт, МПа	Проницаемость, мкм ²	Расчленность	Текущий КИН	Длина фильтра, м	Количество полимера на 1 м фильтра, кг	Заполнение ПЭС полимером, %	Продолжительность эффекта экзаменуемый массив, мес	Продолжительность эффекта прогнозируемая, мес
	X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅	X ₆	X ₇	X ₈	Y _{ПР}	Y _Р
3553	7,2	0,8	0,340	3	0,548	14	285	100	28	26,6
Принадл. к μ ₃	0.9944	0.9934	0.9804	0.8273	0.9709	0.9543	0.7713	1		
Принадл. к μ ₄	0.9966	0.9847	0.9981	0.9934	0.9806	0.981	0.981	1		
2458	24.5	0.25	0,364	3	0,743	22	167,0	100	12	11,7
3413	37	0.7	0,4	3	0,257	10	166	100	16	13,3
3671	29.4	1.7	0,112	9	0,225	50	85,1	31,5	4	5,3

каждому из классов будет равна минимуму из вычисленных. В силу того, что минимум $\mu_4 > \mu_3$ относим данный набор переменных к классу “длительность эффекта очень хорошая”

Дефазификацию осуществляем следующим образом.

Выберем из обучающего массива данные по продолжительности эффекта (Y) и функции принадлежности (μ_4), относящиеся к четвертому классу (можно также использовать данные приведенные на рис. 72) и отсортируем их по возрастанию μ_4 . Искомое значение продолжительности эффекта (Y) находится интерполяцией на вычисленную принадлежность к четвертому классу $\mu_4 = 0,9806$. В результате получаем, что прогнозируемая длительность эффекта составит 26,6 месяцев. В экзаменующем массиве продолжительность эффекта ограничения водопритоков составила 28 мес. Подобные расчеты были проведены и для других скважин из экзаменующего массива с хорошим результатом (см.табл. 34).

Таким образом, сведение рассматриваемой проблемы повышения эффективности изоляции водопритоков полимерными растворами и композициями на их основе в единую систему, предусматривающую применение в зависимости от ситуации статистических методов или нечеткой логики, позволяет принимать наилучшие решения в условиях неопределенности как статистического характера, так и нечеткого.

В заключение можно сказать, что предложена система производства и использования информации для решения многокритериальной задачи обработки ПЗС полимерными растворами, позволяющая принимать наилучшие решения в условиях неопределенности как статистического, так и нечеткого характера. При этом разработаны лингвистические правила оценки эффективности применяемой технологии, позволяющие принимать решения в условиях нечеткой исходной информации.

5.3. Выбор технологических параметров обработки призабойной зоны скважин полимерными растворами и осадкогелеобразующими составами

Проведенные в работе исследования показали, что для повышения эффективности ограничения водопритоков полимерными растворами, композициями химических реагентов на основе полимеров (ОГОС), технологическую схему обработки надо подбирать индивидуально для каждой скважины с учетом реологических, фильтрационных, физико-химических свойств применяемого полимера или ОГОС, а также геолого-физических свойств коллектора, технических особенностей обрабатываемой скважины.

При этом, помимо необходимого комплекса геофизических исследований и работ при подготовке скважин для проведения ремонтно-изоляционных работ, рекомендуемых в работах [34, 76, 112, 136], следует:

1. Определить экспериментально зависимость эффективной вязкости полимерных растворов различной концентрации от скорости сдвига, зависимость фактора остаточного сопротивления от концентрации полимера в растворе.

2. На основании дебита обрабатываемой скважины определить в ПЗ область действия пластовых скоростей сдвига ($0,1-1 \text{ с}^{-1}$) или скоростей сдвига с соответствующим им порядком величин, что даст возможность определить местоположение полимерного экрана в ПЗ и его объем.

3. Определить путем закачки пресной воды приемистость продуктивных пластов, на основании чего определить требуемый режим закачки и рассчитать скорости сдвига, которые при этом возникнут в ПЗ.

4. Исходя из желаемого ограничения дебита воды, на основании экспериментальной определенной зависимости фактор остаточного сопротивления от концентрации полимера в растворе выбирают необходимую концентрацию полимера в растворе.

5. Выбрав концентрацию полимера в растворе, на основании определенной зависимости эффективной вязкости полимерных растворов различной концентрации от скорости сдвига (пункт 1) и с учетом рассчитанных значений скоростей сдвига (пункт 2), подбирается соответствующая эффективная вязкость

полимерного раствора, с которой он будет закачиваться в ПЗ. Причем эта эффективная вязкость должна удовлетворять условию (см формулу 4) [34, 136].

6. На основании формулы Дюпюи рассчитывается распределение депрессии по пласту, а также экспериментально определяется критический градиент давления, который выдерживает полимерный экран выбранной концентрации (пункт 4). При этом на основании распределения депрессии по пласту уточняется местоположение полимерного экрана в ПЗ, его объем.

7. При закачке в ПЗ ОГЭС, помимо вышеуказанных пунктов, необходимо осуществлять их многопорционную закачку разбив на 6-10 порций и разделив нейтральной буферной жидкостью объемом 0,5-2 % от объема закачиваемых порций осадкогелеобразующего состава.

8. Закачку ОГЭС в случае проявления ими псевдопластических свойств необходимо осуществлять при высоких темпах подачи в ПЗС.

5.4. Промысловые результаты ограничения водопритокков полимерными растворами и осадкогелеобразующими составами

В целях отработки предлагаемой в работе технологии обработки ПЗС полимерным раствором и ОГЭС и комплексной системы выбора и оценки технологий ограничения водопритокков в добывающих скважинах в 5.2 были проведены водоизоляционные работы на скважинах 1003, 790 и 308 в НГДУ «Абшероннефт». При обработке ПЗ скв.790 и 308 в НГДУ «Абшероннефт» была реализована технология основанная на реакции полимера (иономера «Л») с пластовой водой. Химическая характеристика пластовых вод скв. 790 и 308 представлена в табл. 35.

Геолого-технические данные и рассчитанные с учетом наиболее рационального местоположения водоизолирующего экрана в ПЗС скважин 1003, 790 и 308 охват ПЗС полимерным раствором в % и соответствующее этому количество полимера на 1м фильтра приведены в табл. 36, 37.

Таблица 35

Химический состав пластовых вод, отобранных из скв. 790 и 308

№ скв	Плотность, кг/м ³	Соленость, ‰	Химический состав, мг-экв					По Пальмеру				Общая минерализация, мг-экв
			Cl ⁻	SO ²⁻ ₄	HCO ⁻ ₃	Ca ²⁺ +Mg ²⁺	Na ⁺ +K ⁺	S ₁	S ₂	A ₁	A ₂	
790	1012	1,86	0,0222	0,0041	0,0004	0,0003	0,0237	88,76	9,71	-	1,5	0,0534
308	1015	2,21	0,0237	0,0035	0,0034	0,0039	0,0267	86.92	1.66	-	11.05	0,0612

Таблица 36

Геологические, технические и технологические данные скважины №1003 НГДУ “Абшероннефт”

№ скв.	Свита	Вязкость нефти, мПа·с	Дебит скважины по жидкости, м ³ /сут	на депрессия на пласт, МПа	Проницаемость мкм ²	Расчлененность	Текущий КИН	Длина фильтра, м	Количество полимера на 1 м фильтра, кг	Заполнение ПЗС полимером, %	Продолжительность эффекта прогнозируемая, мес	Продолжительность эффекта действительная, мес
			X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅	X ₆	X ₇	X ₈	Y _{ПР}	Y _д
1003	ПК	28	2,59	1,5	0,276	6	0,35	21	147,6	100	13,97-21,63	15

Таблица 37

Геологические, технические и технологические данные скважин 790, 308 НГДУ “Абшероннефт”

№ скв	Свита	Проницаемость, мкм ²	Расчлененность	Пластовое давление, МПа	Забойное давление, МПа	Вязкость нефти, МПа·с	Текущий КИН	дебит скважины до обработки		Обводненность, %	Длина фильтра, м	Количество водоизолирующего материала на 1 м фильтра, кг	Заполнение ПЗС водоизолирующим материалом, %
								по нефти, т/сут	по воде, м ³ /сут				
		X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅	X ₆	X ₇	X ₈	X ₉	X ₁₀	X ₁₁	X ₁₂
790	КС _В	0,249	6	3	1,4	22	0,37	0,51	2,7	84,1	22	150	100
308	КС _Н	0,123	3	0,6	0,2	24	0,74	0,11	0,76	87,4	38	148,1	100

Расчет наиболее рациональной скорости закачки полимерного раствора в ПЗС и местоположения водоизолирующего экрана в ней для скв.1003, 790 и 308 производился согласно правилам, изложенным в 5.3, следующим образом.

Исходя из среднего дебита скв. 1003, 790 и 308 по жидкости на 1 м фильтра за 6 месяцев до проведения водоизоляционных работ (см. табл. 36, 37) были рассчитаны скорости сдвига, которые реализуются при этом дебите в ПЗ на различном расстоянии от забоя скважины. Соответственно этим скоростям сдвига определено местоположение водоизолирующего экрана. Расчет скоростей сдвига в ПЗ на различном расстоянии от забой скважины проводился по формуле (17).

Результаты расчета приведены на рис. 73, 74.

Как видно из рис. 73, 74, с увеличением расстояния от забоя скважины скорость сдвига уменьшается, и при среднем дебите скважины 1003 по жидкости 2,59 м³/сут, а для скв. 790 и 308 соответственно 3,2 м³/сут и 0,87 м³/сут она на расстояния 1,5 м от забоя скважины нигде не превышает значений 0,1-1 с⁻¹. Поэтому для того, чтобы водоизолирующий экран образовался в диапазоне рекомендованных скоростей сдвига, закачиваемый полимерный раствор или ОГЭС достаточно протолкнуть вглубь ПЗ на расстояние до 1-1,5 м.

Исходя из этого объем необходимого для обработки скважины полимерного раствора или ОГЭС при 100% охвате в ПЗС области со скоростями сдвига 0,1-1 с⁻¹ рассчитали по формуле:

$$V_n = \pi R^2 h m, \quad (26)$$

где R – радиус, на который необходимо продвинуть полимерный раствор, м;

h – вскрытая мощность пласта, м ;

m – средняя пористость пласта.

Исходя из этой формулы для обработки призабойной зоны скв. 1003 , 790 и 308 необходим следующий объем водоизолирующего материала:

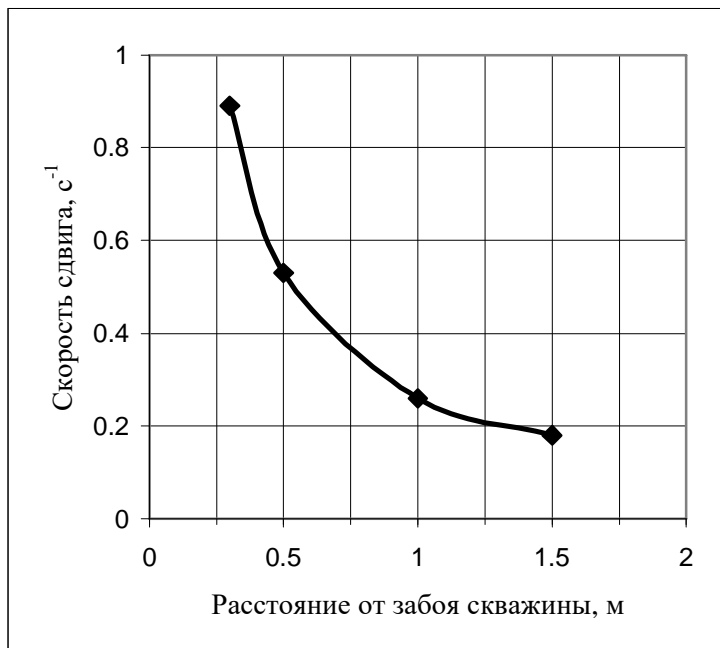


Рис. 73. Зависимость скорости сдвига в ПЗ скв.1003 от расстояния от забоя скважины

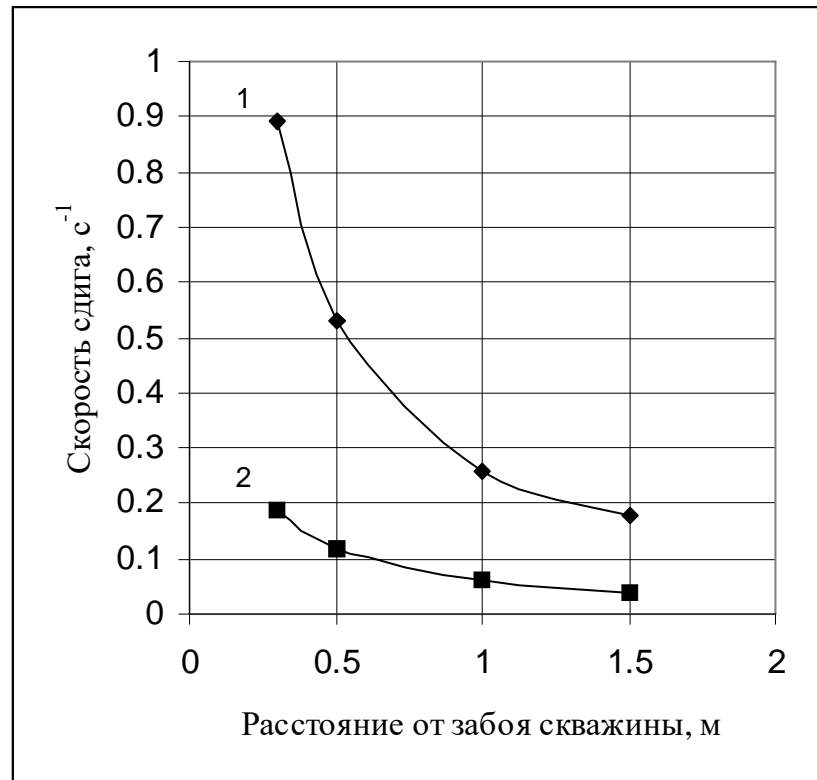


Рис. 74. Зависимость скорости сдвига в ПЗ скв. 790 (кр.1) и скв. 308 (кр.2) от расстояния от забоя

Скв. 1003	$V_n = 3,14 * 1,5^2 * 21 * 0,21 \approx 31,1 \text{ м}^3$
Скв. 790	$V_n = 3,14 * 1,5^2 * 22 * 0,21 \approx 32,6 \text{ м}^3$
Скв. 308	$V_n = 3,14 * 1,5^2 * 38 * 0,21 \approx 56,3 \text{ м}^3$

Известно, что наилучшие условия селективной фильтрации полимерных растворов в водонасыщенные зоны нефтяного пласта, согласно работ [11, 29, 30], будут соблюдаться при выполнении условия (4).

Согласно пункту 1 параграфа 5.3, прежде чем выбрать необходимую вязкость (концентрацию) раствора иономера «Л» были оценены скорости сдвига, которые будут реализованы при закачке в ПЗ скважины 1003 полимерного раствора.

Оценка скоростей сдвига на расстоянии 1,5 м от забоя скважины производилась для нескольких режимов работы цементировочного агрегата ЦА-320 начиная с минимальной производительности насоса. Полученные данные приведены в табл. 38, 39.

Таблица 38

Скорости сдвига реализуемые в ПЗ скважины 1003 при различных производительностях насоса агрегата ЦА-320

Расстояние от забоя скважины, м	Производительность насоса агрегата ЦА-320, м ³ /с		
	Передача		
	2	3	4
	0,004	0,006	0,009
	Скорость сдвига, с ⁻¹		
0,3	93,4	140,1	210,1
0,5	56,0	84,07	126,1
1	28,02	42,03	63,05
1,5	18,6	28,02	42,03

Сопоставление скоростей сдвига реализуемых при данных производительностях насоса агрегата ЦА-320, приведенных в табл. 38, 39, со значениями эффективной вязкости растворов иономера «Л» различной концентрации, при-

готовленных на промышленной воде (см. рис. 75), в диапазоне скоростей сдвига реализуемых при данных производительностях насоса агрегата ЦА-320 показывает, что исходя из значения вязкости нефти свиты ПК м. Пираллахы

Таблица 39

Скорости сдвига реализуемые в ПЗ скважин 790 и 308 при различных производительностях насоса агрегата ЦА-320

Расстояние от забоя скважины, м	Производительность насоса агрегата ЦА-320, м ³ /с					
	Передача					
	2		3		4	
	0,004		0,006		0,009	
	Скорость сдвига, с ⁻¹					
	790	308	790	308	790	308
0,3	93,4	76,9	140,1	115,4	210,1	173,1
0,5	56,0	46,1	84,07	69,2	126,1	103,8
1	28,02	23,1	42,03	34,6	63,05	51,9
1,5	18,6	15,3	28,02	23,1	42,03	34,6

в пластовых условиях 28 мПа· для скважины 1003 (см. табл. 36) в наибольшей степени условию (4) по значениям своей вязкости соответствует раствор иономера «Л» 0,5 %- ной концентрации, что соответствует расходу полимера в 147,6 кг полимера на 1 м фильтра. При выбранной концентрации полимера 0,5 % в 1 см³ раствора содержится 0,1 г полимера. Как показали исследования, приведенные на рис. 26, раствору иономера «Л» с данным количеством полимера в единице объема соответствует фактор остаточного сопротивления 5,8, что выше требуемой, согласно работе [136], величины фактора остаточного сопротивления 2-3 минимально необходимой для применения полимеров при водоизоляционных работах.

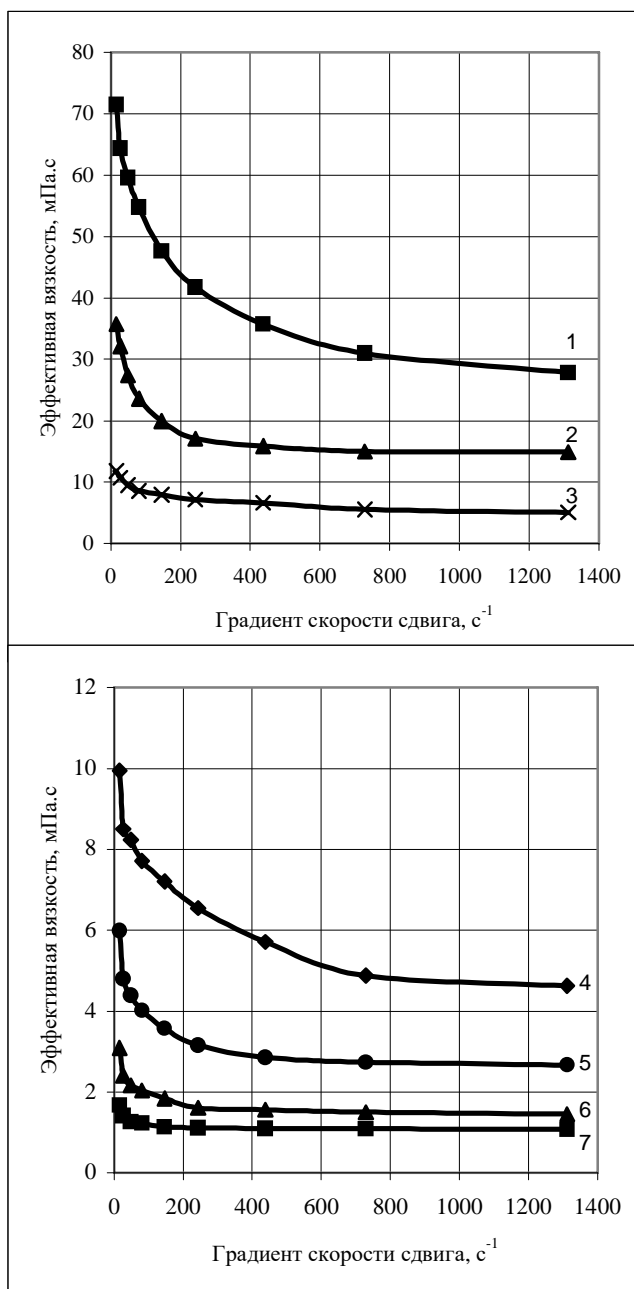


Рис. 75 Зависимость эффективной вязкости растворов иономера "Л" различной концентрации (кр.1 - 2,5 %; кр.2 - 1,25 %; кр. 3-0,5 %; кр.4 - 0,3 %; кр. 5- 0,15 %; кр. 6 - 0,075 %; кр. 7- 0,03 %), приготовленных на пластовой воде скв. 789, от скорости сдвига

Для скв. 790, 308 исходя из значения вязкости нефти свиты K_{C_v} и K_{C_n} м. Пираллахы в пластовых условиях для скважины 790 и 308 соответственно 22 и 24 мПа· (см. табл. 37) в наибольшей степени вышеотмеченному условию (4) по значениям своей вязкости соответствует раствор иономера «Л» 0,5 %- ной концентрации, что соответствует расходу полимера в 150 кг и 148,1 полимера на 1 м фильтра соответственно для вышеуказанных скважин (см. табл. 37). Раствор данной концентрации подходит для обработки ПЗС также и по типу течения рис.74 (см. результаты исследований в 4.3.1)

Таким образом, на основании проведенных исследований и выполненных расчетов для эффективного ограничения водопритока полимерным раствором необходимо закачать в ПЗ скважины 1003 21,1 м³ 0,05% -ного раствора иономера «Л», в ПЗ скважин 790 и 308 соответственно 32,6 и 56,3 м³ ОГОС при производительности насоса агрегата ЦА-320 0,009 м³/с (9 л/с).

Как показано в 4.3.2, для достижения высоких показателей эффективности изоляции водопритоков необходимо разбить закачиваемый в ПЗС ОГОС на 4-8 порций разделенных нейтральной жидкостью. Исходя из результатов, полученных в 4.3.2, закачку ОГОС в призабойную зону скважины 790 и 308 произвели в виде 5 порций, каждая объемом соответственно 6,5 м³ (по 3,25 м³ иономера «Л» и пластовой воды, отобранной из обрабатываемой скважины) и 11,3 м³ (по 5,65 м³ иономера «Л» и пластовой воды, отобранной из обрабатываемой скважины) разделенных буферной жидкостью (пресная вода) объемом 0,1 м³.

С учетом вышеизложенного 31 января 1998 г была проведена обработка ПЗ скважины №1003, а 9 июля 1997 г. и 8 апреля 1998 г. была проведена обработка ПЗ соответственно скважин № 790 и 308. Эффективность проведенных водоизоляционных работ оценивалась по динамике добычи нефти и воды до и после обработки ПЗС полимерным раствором.

Результаты обработки для скв. 1003 приведены на рис. 76, 77 и табл. 40, для скв. 790 и 308 на рис. рис. 78, 79, 80, 81 и табл. 41.

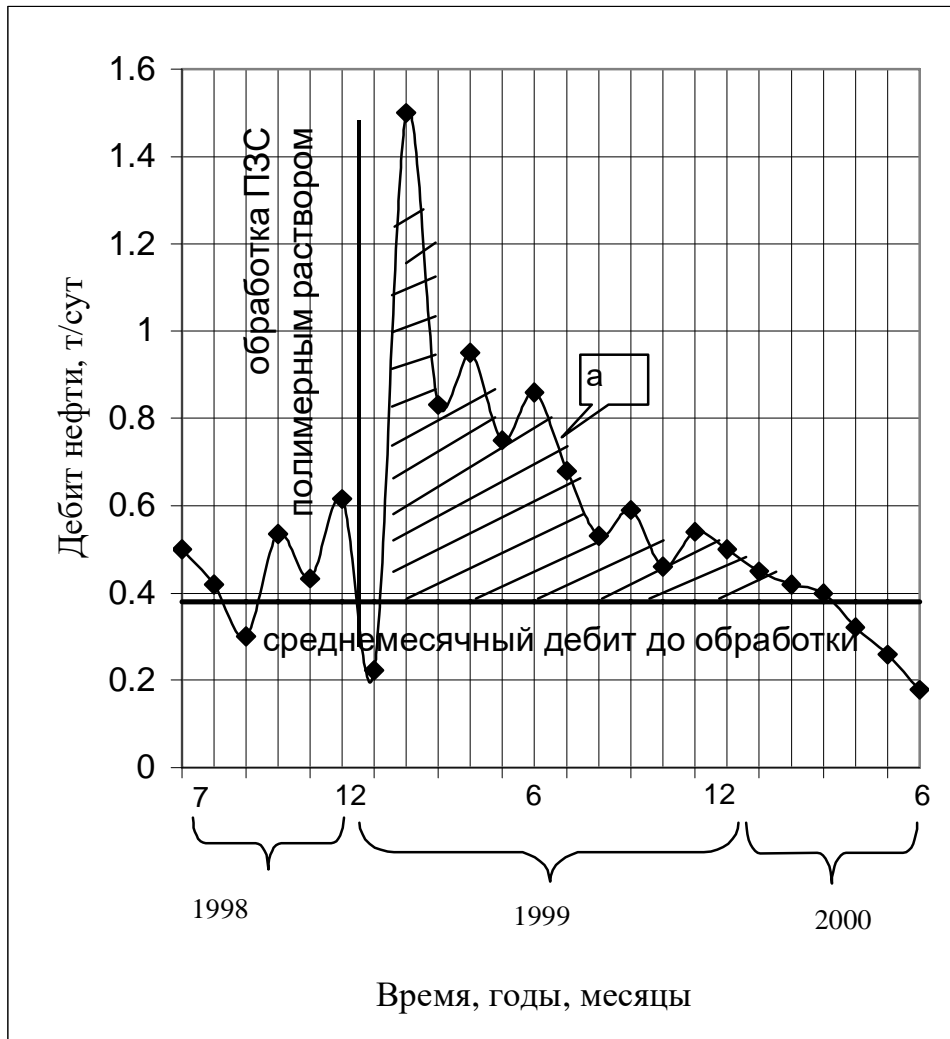


Рис.76 Изменение среднесуточных дебитов нефти по месяцам до и после обработки ПЗ скв. 1003 полимерным раствором: а – заштрихованная площадь - дополнительная добыча нефти (по сравнению со средним дебитом последних 6 мес. работы скважины)

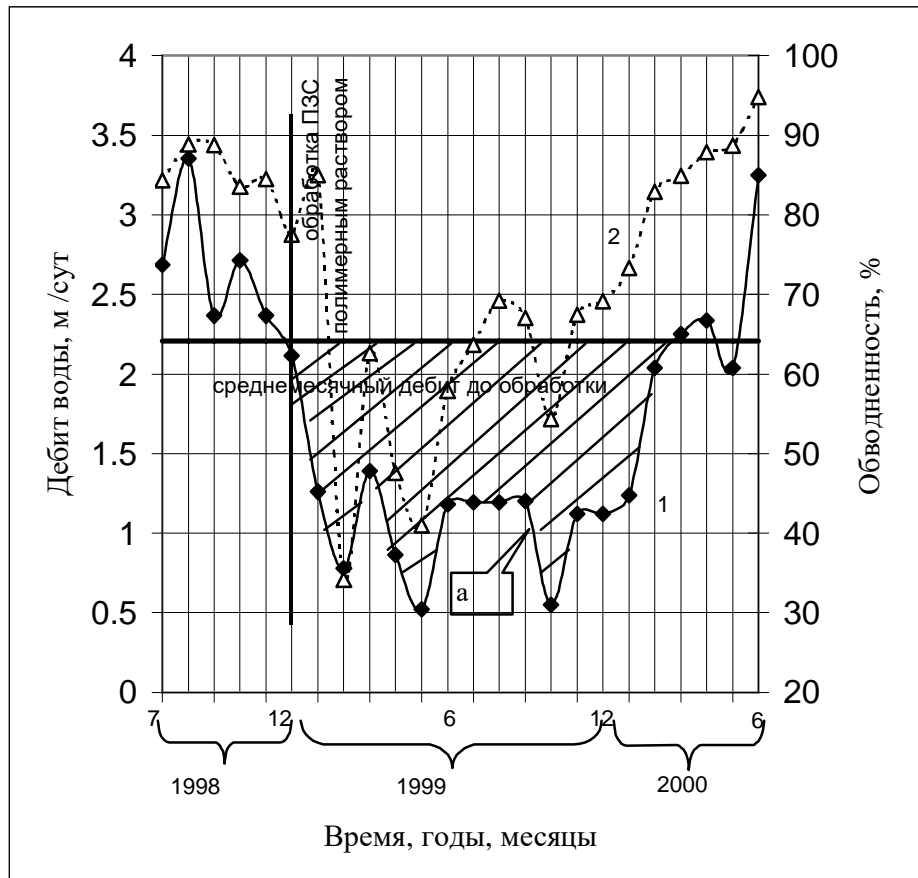


Рис. 77 Изменение среднесуточных дебитов воды (кр.1) по месяцам и обводненности продукции (кр.2) до и после обработки ПЗ скв. 1003 полимерным раствором: а – заштрихованная площадь - количество изолированной воды (по сравнению со средним дебитом последних 6 мес. работы скважины)

Таблица 40

Количество дополнительно добытой нефти и ограниченной воды за счет обработки ПЗ скв.1003 полимерным раствором

№ скв.	Время обработки	Промысел	Без обработки				
			Количество рабочих дней	Средне-суточный дебит нефти, т/сут	Общая добыча, т	Средне-суточный дебит воды, м ³ /сут	Общая добыча, м ³
1003	-	1	399 в том числе 1999 - 316 2000- 83	0,38	151,62 в том числе 120,08 31,54	2,22	881.791 в том числе 698,36 183,43
После обработки							
1003	31.12.98	1	399 в том числе 1999 - 316 2000- 83	0.64	255,36 в том числе 202,24 53,12	1,28	510.72 в том числе 404,48 106,24
Количество дополнительно добытой нефти общая, т					255,36-151,62=103,74		
В том числе					202.24-120.08=82,16		
в 1999					53.12-31.54=21,58		
в 2000							
Количество изолированной воды, м ³					881,791-510,72=371,07		
В том числе					698.36-404.48=293,88		
в 1999					183.43-106.24=77,19		
в 2000							

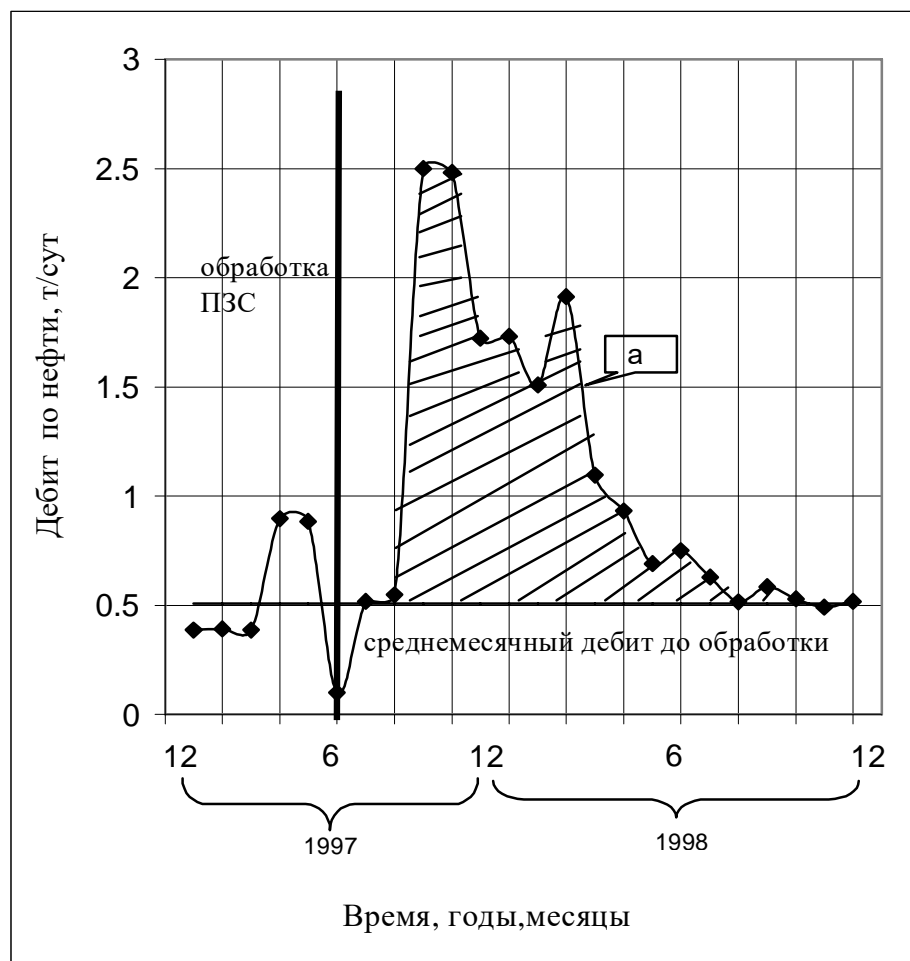


Рис.78 Изменение среднесуточных дебитов нефти по месяцам до и после обработки ПЗ скв. 790 раствором иономера «Л»: а – заштрихованная площадь - дополнительная добыча нефти (по сравнению со средним дебитом последних 6 мес. работы скважины)

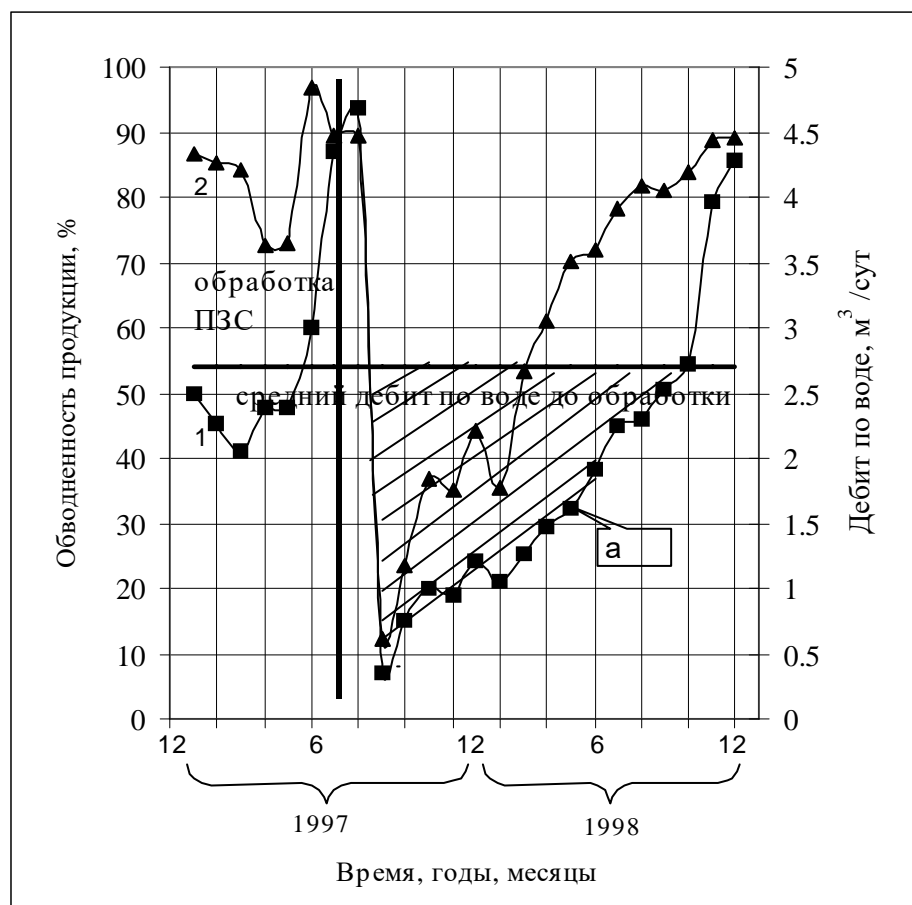


Рис. 79 Изменение среднесуточных дебитов воды (кр.1) по месяцам и обводненности продукции (кр.2) до и после обработки ПЗ скв. 790 раствором иономера «Л»: а – заштрихованная площадь - количество изолированной воды (по сравнению со средним дебитом последних 6 мес. работы скважины)

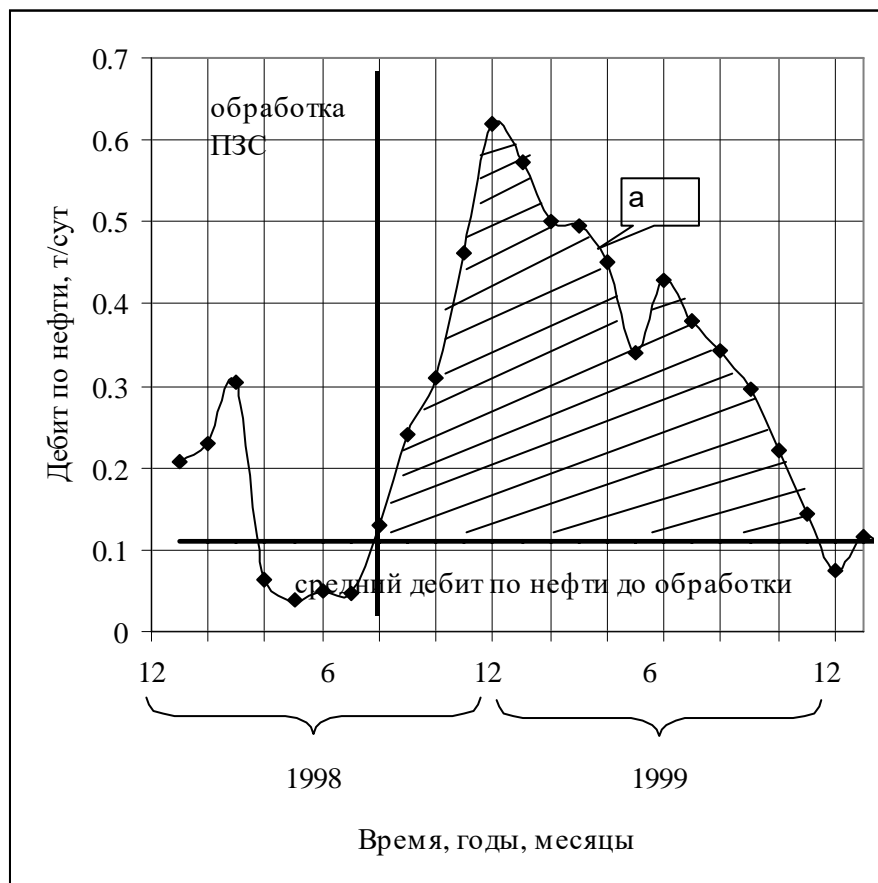


Рис.80 Изменение среднесуточных дебитов нефти по месяцам до и после обработки ПЗ скв. 308 ОГЭС: а – заштрихованная площадь - дополнительная добыча нефти (по сравнению со средним дебитом последних 8 мес. работы скважины)

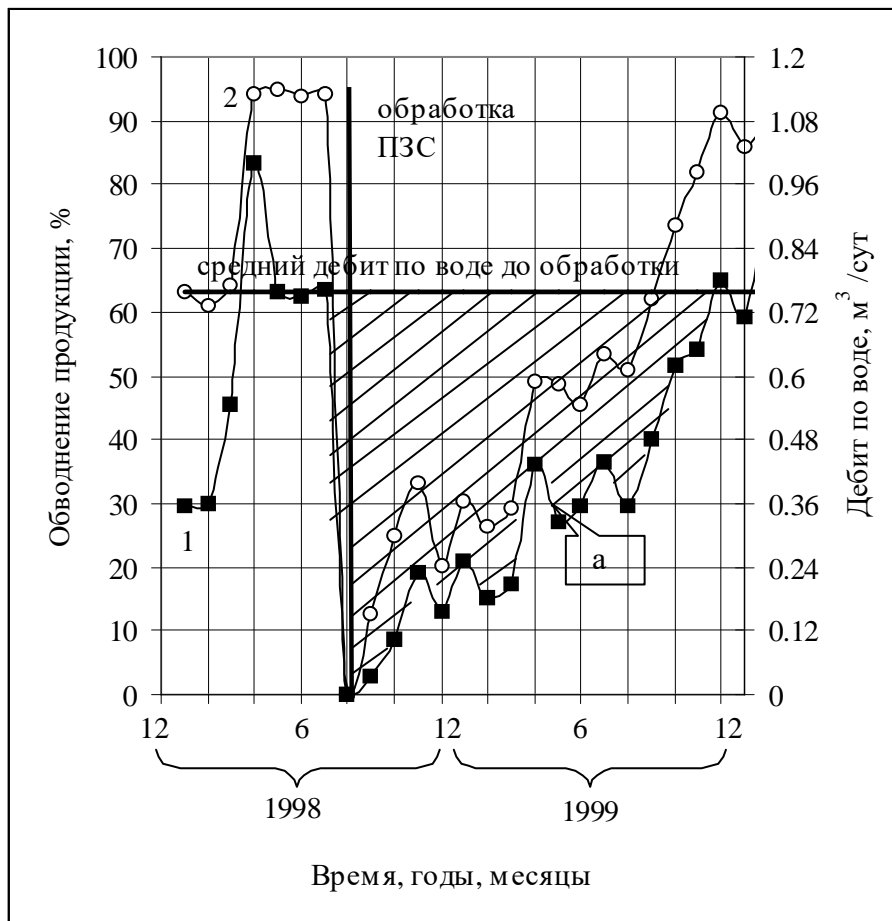


Рис. 81. Изменение среднесуточных дебитов воды (кр.1) по месяцам и обводненности продукции (кр.2) до и после обработки ПЗ скв. 790 ОГЭС: а – заштрихованная площадь - количество изолированной воды (по сравнению со средним дебитом последних 8 мес. работы скважины)

Таблица 41

Количество дополнительно добытой нефти и ограниченной воды за счет обработки ПЗ скв.790 и 308 ОГЭС

№ скв.	Время обра-ботки	Промысел	Без обработки				
			Количество рабочих дней	Среднесуточный дебит нефти, т/сут	Общая добыча, т	Среднесуточный дебит воды, м ³ /сут	Общая добыча, м ³
790	-	1	429 в том числе 1997- 115 1998- 314	0,51	218,79 в том числе 58,65 160,14	2,7	1158,3 в том числе 310,5 847,8
308		1	419 в том числе 1998- 105 1999- 314	0,11	46,09 в том числе 11,55 34.54	0,76	318,44 в том числе 79,8 238,64
После обработки							
790	09.07.97	1	429 в том числе 1997- 115 1998- 314	1,01	433,29 в том числе 116,15 317,14	1,73	742.17 в том числе 198,95 543,22
308	04.08.98	1	419 в том числе 1998- 105 1999- 314	0.37	155.03 в том числе 38.85 116.18	0.35	146,65 в том числе 36,75 109.9
Количество дополнительно добытой нефти общая, т в том числе			скв. 790 433,29-218,79=214,5 в 1997 116,15-58,65=57,5 в 1998 317,14-160,14=157			скв.308 155,03-46,09=108,94 в 1998 38,85-11,55=27,3 в 1999 116,18-34,54=81,64	
Количество изолированной воды общая, м ³ В том числе			скв. 790 1158,3-742,17=416,13 в 1997 310,5-198,95=111.55 в 1998 847,8-543,22=304.58			скв.308 318,44-146,65=171,79 в 1998 79,8-36,75=43.05 в 1999 238,64-109,9=128.74	

Как видно из рис. 76 и 77 и табл. 40, до обработки ПЗ скв. 1003 полимерным раствором она работала в течение 6 месяцев (июль – декабрь 1998 г.) со средним дебитом по нефти и воде, соответственно, 0,38 т/сут и 2,2 м³/сут при средней обводненности продукции 84,57 %. После обработки ПЗ скв.1003 иономером «Л» по вышеизложенной методике эффект от обработки был прослежен в течение 15 месяцев (январь 1999 г. по март 2000 г.) и скв. 1003 работала со средним дебитом по нефти и воде, соответственно, 0,64 т/сут и 1,28 м³/сут при средней обводненности продукции 66,6 %.

На основании полученных результатов выполнена оценка эффективности обработки ПЗС иономером “Л”. Технологический эффект по ограничению водопритока оценивался дополнительно добытой нефтью и количеством ограниченной воды. Как видно из табл. 40, технологический эффект в результате обработки ПЗС, с учетом выбора объема полимерного раствора, местоположения водоизолирующего экрана в призабойной зоне составил 103,74 т дополнительно добытой нефти и 371,07 м³ ограничения отбора воды.

Учитывая рассчитанные значения количества полимера на 1 м фильтра (148,1 кг) и 100 % охват ПЗ скважины, а также геологические и технические данные скважины 1003, для прогнозирования продолжительности эффекта ограничения водопритоков были применены для конкретных условий, разработанные в параграфе 5.2 лингвистические модели. Как видно из приведенных данных по скважине 1003 (см. табл. 35) по своим геологическим, техническим и технологическим данным она подходит к Правилу 3 и прогнозируемая продолжительность эффекта ограничения водопритоков согласно табл. 33 должна находиться в пределах 13,97-21,63 месяцев. Фактически продолжительность эффекта от обработки ПЗ скважины полимерным раствором была прослежена в течение 15 месяцев. Таким образом, результаты обработки ПЗС на конкретной скважине подтвердили правильность разработанных в 5.2 лингвистических моделей.

Как видно из рис. 78 и 79 и табл. 41, до обработки ПЗ скв. 790 ОГЭС она работала в течение 6 месяцев (январь-июнь 1997 г.) со средним дебитом по нефти и воде, соответственно, 0,51 т/сут и 2,7 м³/сут при средней обводненности продукции 84,1 %. После обработки ПЗ скв.790 ОГЭС по вышеизложенной методике эффект от обработки был прослежен в течение 15 месяцев (июль 1997 г. по октябрь 1998 г.) и скв. 790 работала со средним дебитом по нефти и воде, соответственно, 1,01 т/сут и 1,74 м³/сут при средней обводненности продукции 63,3 %.

Из рис. 80 и 81 и табл. 41 видно, что до обработки ПЗ скв. 308 ОГЭС она работала в течение 7 месяцев (январь-июль 1998 г.) со средним дебитом по нефти и воде, соответственно, 0,11 т/сут и 0,76 м³/сут при средней обводненности продукции 87,4 %. После обработки ПЗ скв.308 ОГЭС по вышеизложенной методике эффект от обработки был прослежен в течение 16 месяцев (август 1998 г. по ноябрь 1998 г.) и скв. 790 работала со средним дебитом по нефти и воде, соответственно, 0,37 т/сут и 0,35 м³/сут при средней обводненности продукции 48,6 %.

Основываясь на полученных результатах (см.рис.78-81) выполнена оценка эффективности обработки ПЗС ОГЭС. Технологический эффект по ограничению водопритока оценивался дополнительно добытой нефтью и количеством ограниченной воды. Как видно из табл. 41, технологический эффект в результате обработки ПЗС, с учетом скорости закачки ОГЭС в ПЗС, выбора объема ОГЭС, многопорционности его закачки и раздела порций буферной жидкостью, местоположения водоизолирующего экрана в призабойной зоне составил для скв. 790 и 308 соответственно 214,5 т и 108,94 т дополнительно добытой нефти и 416,13 м³ и 171,79 м³ ограничения отбора воды.

Учитывая рассчитанные значения количества полимера на 1 м фильтра для 100 % -го охвата ПЗ скважины, а также геологические, технические данные для скважин 790 и 308 (см. табл. 37), для прогнозирования продолжительности эффекта ограничения водопритоков, количества дополнительно добытой нефти

и ограниченной воды для условий вышеуказанных скважин были применены уравнения регрессии (22, 23, 24), рассчитанные в 5.2. Результаты расчета по полученным уравнениям регрессий и реально полученные конкретные значения приведены в табл. 42.

Таблица 42

Продолжительность эффекта ограничения водопритоков, количество дополнительно добытой нефти и ограниченной воды, полученные по скважинам 790 и 308, по прогнозу и конкретно при их обработке

Критерии	По прогнозу (по уравнениям регрессии)		Конкретно полученные после обработки ПЗС		Процент от прогнозируемого, %		Расхождение между прогнозным и конкретным полученным значением, %	
	790	308	790	308	790	308	790	308
Скважина	790	308	790	308	790	308	790	308
Продолжительность эффекта, сут	561	544	429	419	76,4	77,0	23,6	23
Количество дополнительно добытой нефти, т	244,9	148,1	214,5	108,94	87,6	79,2	12,4	20,8
Количество ограниченной воды, м ³	596,3	244,6	467,61	184,36	78,4	75,3	21,6	24,7

Как видно из данных, приведенных в табл. 42, полученные в 5.2 уравнения регрессии дали довольно хорошие прогнозные значения. Например, по скважине 790 (см. табл. 42) прогнозируемая продолжительность эффекта ограничения водопритоков согласно уравнению регрессии 22 должна была

составить 561 сут. Фактически продолжительность эффекта была 429 сут., что составляет от прогнозируемой величины 76,4 %. Соответственно количество дополнительно добытой нефти согласно прогнозу должно было составить 244,9 т, а фактически было добыто 214,5 т, что составляет 87,6 % от прогнозируемой величины. Количество ограниченной воды по прогнозу должно быть 596, 3 м³, а фактически было 467, 61 м³, что составило 79, 2 % от прогнозируемой величины. То же самое можно сказать и по данным полученным для скв.308. Расхождение между прогнозными и конкретными значениями по критериям, полученными по скважинам, составляет от 12,4 % до 24,7%, что является приемлемым для промысловых данных (см. табл. 42) Таким образом, результаты обработки ПЗС на конкретных скважинах подтвердили возможность использования разработанных в 5.2 статистических моделей с целью прогнозирования для конкретных условий такую технологию обработки ПЗС ОГЭС (количество закачанного ОГЭС на 1м фильтра, процентный охват ПЗС ОГЭС), которая обеспечит для данных геолого-технических условий максимальный технологический и экономический эффекты.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Общий итог исследований по проблеме совершенствования технологии ограничения водопритоков в нефтяных скважинах сводится к следующему.

Анализ экспериментальных и промысловых работ, проводимых в Азербайджане и за рубежом показывает, что показатели разработки многих старых месторождений заводнением могут быть существенно улучшены с помощью методов ограничения добычи попутной воды.

Прежде всего это относится к дальнейшему развитию методов ограничения водопритоков базирующихся на применении полимеров и композиций на их основе. Как показали проведенные лабораторные исследования резервы этих методов еще достаточно велики.

Основой для усовершенствования этих методов являются углубленные исследования особенностей их механизма ограничения водопритоков. А подбор добывающих и нагнетательных скважин, так и их групп, должен быть тесно увязан как с технологической схемой проведения ремонтно-изоляционных работ, так и с геолого-физическими и техническими условиями характеризующими конкретный объект.

Это направление представляется весьма перспективным особенно в сочетании с закачкой химических агентов повышающих эффективность ограничения водопритоков полимерами и разработкой новых высокоэффективных схем ограничения водопритоков, позволяющих оценивать и корректировать технологию для различных геолого-физических и технических условий..

Разработан методический подход заключающийся в анализе геологической и технической информации для прогнозирования показателей эффективности технологических решений в конкретных пластах и выбора из этого множества наилучшего для данного пласта

ТЕРМИНОЛОГИЯ

Адсорбция полимеров в пористой среде – адсорбция (концентрирование адсорбированного полимера на поверхности адсорбента под влиянием молекулярных сил), а также механическое удержание полимерных частиц пористой средой.

Время релаксации напряжений (t_{rel}) – время в течение которого напряжение уменьшается в «e» раз, где «e» основание натуральных логарифмов

Вязкость эффективная, структурная (μ_s) – вязкость, определяемая как отношение касательного напряжения к скорости сдвига, зависящая от этих параметров и механической предистории систем. Жидкости, у которых вязкость зависит от режимов деформирования, называются неньютоновскими, а явление зависимости вязкости от напряжения и скорости сдвига – аномалией вязкости.

Гель – дисперсия жидкости в твердом теле или в данном случае структурированная система, образованная коллоидными частицами или молекулами полимеров, имеющая пространственную сетку, заполненную растворителем.

Десорбция полимера – процесс удаления адсорбированного или механически удержанного пористой средой полимера.

Деструкция полимеров – разрушение макромолекул полимера под действием тепла, кислорода, света, механических напряжений, биологических и других факторов.

Дилатансия – явление роста эффективной вязкости по мере увеличения скорости сдвига. Системы проявляющие, дилатантные свойства, называются **дилатантными**.

Касательное напряжение (τ) – сила, отнесенная к единице площади, сдвигающая смежные части тела друг относительно друга в направлении ее приложения.

Коагуляция – слипание (слияние) частиц и макромолекул полимера.

Коэффициент извлечения нефти (КИН) - отношение накопленной добычи нефти к начальным запасам нефти:

$$\text{КИН} = \frac{Q_n}{Q_{\text{зан}}},$$

где Q_n , $Q_{\text{зан}}$ - соответственно накопленная добыча нефти и начальные запасы нефти

В практике добычи нефти обычно используют следующие КИН:

текущий КИН_т

$$\text{КИН}_t = \frac{Q_m}{Q_{\text{зан}}},$$

КИН_б за безводный период

$$\text{КИН}_b = \frac{Q_b}{Q_{\text{зан}}},$$

КИН_{вд} за водный период

$$\text{КИН}_{\text{вд}} = \frac{Q_{\text{вод}}}{Q_{\text{зан}}},$$

где Q_m , Q_b , $Q_{\text{вод}}$ - накопленные количества добытой нефти соответственно на текущую дату, за безводный и за водный периоды эксплуатации.

Коэффициенты извлечения нефти за безводный и водный периоды разработки равны коэффициенту извлечения нефти

$$\text{КИН} = \text{КИН}_b + \text{КИН}_{\text{вд}}$$

Коэффициент консистентности (К) – свойство материала, связанное с его сопротивлением изменению формы, определяемое зависимостью скорости течения от силы.

Нечеткие множества – множество объектов, границы между которыми размыты.

Нормальное напряжение (σ) – сила, отнесенная к единице площади, расположенной перпендикулярно (по нормали) к направлению перемещения частей тела друг относительно друга.

Ньютоновская жидкость – жидкость, коэффициент вязкости которой является константой вещества, зависящей от температуры и давления, но не от условий измерения.

Полимеры (происходит от греческих слов поли – много и мерос- часть) – химические соединения с высокой молекулярной массой (от нескольких тысяч до многих миллионов), в состав макромолекул которых входит большое число одинаковых группировок, соединенных химическими связями.

Полиэлектролитное набухание – электростатическое отталкивание одноименно заряженных звеньев цепи полимера, приводящее к разворачиванию макромолекулярных клубков и увеличению их линейных размеров.

Полиэлектролиты – полимеры, в состав макромолекул которых входят группы способные к ионизации в растворе.

Пористость общая (полная, абсолютная) – суммарный объём всех пор ($V_{\text{пор}}$), открытых и закрытых. Пористость **открытая** эквивалентна объёму сообщающихся ($V_{\text{сообщ}}$) между собой пор и измеряется она в м^3 , см^3 .

На практике для характеристики пористости используется **коэффициент пористости (m)**, выраженный в долях или в процентах.

Коэффициент общей (полной, абсолютной) пористости ($m_{\text{п}}$) зависит от объёма всех пор:

$$m_{\text{п}} = \frac{\sum V_{\text{пор}}}{V_{\text{образца}}} \times 100\% .$$

Коэффициент открытой пористости ($m_{\text{о}}$) зависит от объёма сообщающихся между собой пор:

$$m_{\text{о}} = \frac{\sum V_{\text{сообщ. пор}}}{V_{\text{образца}}} \times 100\% . \quad (1.2)$$

Коэффициент эффективной пористости ($m_{эф.}$) оценивает фильтрацию в породе жидкости или газа и зависит от объёма пор ($V_{пор\ фильтр.}$), через которые идёт фильтрация.

$$m_{эф.} = \frac{\sum V_{пор\ фильтр.}}{V_{образца}} \times 100\%$$

Проницаемость – это фильтрующий параметр горной породы, характеризующий её способность пропускать через себя жидкости и газы при перепаде давления. **Физический смысл размерности проницаемости** – это величина площади сечения каналов пористой среды, через которые идет фильтрация.

В системе СИ коэффициент проницаемости измеряется в m^2 ; в системе СГС [$k_{пр}$] в $см^2$; в системе НПП (нефтепромысловая геология) [$k_{пр}$] в Д (дарси).

$$1 \text{ дарси} = 1,02 \cdot 10^{-8} \text{ см}^2 = 1,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2 = 1,02 \text{ мкм}^2 \approx 1 \text{ мкм}^2.$$

Проницаемостью в 1 м^2 называется проницаемость пористой среды при фильтрации через образец площадью 1 м^2 и длиной 1 м при перепаде давления 1 Па расход жидкости вязкостью $1 \text{ Па} \cdot \text{с}$ составляет $1 \text{ м}^3/\text{сек}$.

Пористая среда имеет проницаемость 1 дарси , если при однофазной фильтрации жидкости вязкостью 1 спз (сантипуаз) при ламинарном режиме фильтрации через сечение образца площадью 1 см^2 и перепаде давления 1 атм. , расход жидкости на 1 см длины породы составляет $1 \text{ см}^3/\text{сек}$.

Псевдопластичность - явление снижения эффективной вязкости по мере роста скорости сдвига. Системы, проявляющие указанные свойства, называются псевдопластичными.

Реология (происходит от греческого «ρεω» – теку) – раздел физики, изучающий деформации различных реальных материалов под действием приложенного к ним напряжения.

Скорость сдвига (γ) – скорость с которой частицы тела перемещаются друг относительно друга.

Степень гидролиза полимеров (Γ) – отношение количества акрилатных групп к общему числу мономерных звеньев в цепи макромолекулы, выраженный в процентах.

Фактор сопротивления (R) – отношение подвижности воды к подвижности раствора полимера при фильтрации в пористой среде:

$$R = \frac{\lambda_{\text{воды}}}{\lambda_{\text{пол}}} = \frac{k_{\text{воды}} / \mu_{\text{воды}}}{k_{\text{пол}} / \mu_{\text{пол}}},$$

где $\lambda_{\text{воды}}$, $\lambda_{\text{пол}}$ подвижность воды и полимера в пористой среде, $k_{\text{воды}}$, $k_{\text{пол}}$ проницаемость по воде и полимеру, $\mu_{\text{воды}}$, $\mu_{\text{пол}}$ вязкость воды и полимера.

Фактор остаточного сопротивления ($R_{\text{ост}}$) – отношение подвижности воды, закачиваемой в пласт до раствора полимера, к подвижности воды, закачиваемой в пористую среду за раствором полимера:

$$R_{\text{ост}} = \frac{\lambda_{\text{воды,до}}}{\lambda_{\text{воды,после}}},$$

где - $\lambda_{\text{воды,до}}$ и $\lambda_{\text{воды,после}}$ подвижность воды в пористой среде до и после ее обработки полимерным раствором.

Фильтрационно-ёмкостные свойства (ФЕС) - свойства горной породы вмещать (обусловлено пористостью горной породы) и пропускать (обусловлено проницаемостью) через себя жидкости и газы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Абасов М.Т., Алияров Р.Ю., Гулиев И.С. О геологических проблемах развития нефтегазодобычи в Азербайджане. // Известия НАН Азербайджана, Науки о Земле. - 2003 . - №3. - С .110-123.
2. Алексеев П.Д. Повышение эффективности изоляционных работ на основе геолого-математического обоснования выбора скважин. М.,ВНИИОЭНГ, 1982. - Вып. 23. - 65 с.
3. Алмаев Р.Х., Базекина Л.В., Рахимкулов И.Ф. Адсорбция полимера акриламида на кварцевых песчаниках. // Нефтепромысловое дело – 1982. - №6.- С.13-15.
4. Антипов В.С., Дума В.М. Применение физико-химических методов повышения нефтеотдачи на месторождениях ОАО “НГК “Славнефть” и их экономическая эффективность // Нефтяное хозяйство.- 1999. - № 8. – С. 21-24.
5. Ахмедов А.М. К природе аномальности величин конечной нефтеотдачи по залежам Апшеронского нефтегазоносного района // Азербайджанское нефтяное хозяйство. - 1994. - N 9 - 10. - С. 24 - 30.
6. Ахундов Я.Г., Амбарцумян А.П. К вопросу доработки залежей кирмакинской свиты месторождения о. Артем // Азербайджанское нефтяное хозяйство. - 1996. - N 9. - С. 20 - 23.
7. Багиров Б.А. Геологические основы доработки месторождений нефти и газа. - Баку: Элм, 1986. - 164 с.
8. Багиров Б.А., Мамедов Т.М., Салманов А.М. Геологические основы выбора нефтяных залежей месторождений Азербайджана для разработки горизонтальными скважинами // Азербайджанское нефтяное хозяйство - 1994. - № 6. - С. 33-36.
9. Багиров М.К. Повышение эффективности методов интенсификации нефтегазодобычи // Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук. – Баку. – 1998. – 60 с.

10. Базив В.Ф., Лисовский Н.Н. Вопросы отбора жидкости при разработке нефтяных месторождений. / Сб. Проектирование и разработка нефтяных месторождений. Материалы научно-практической конф. (г. Москва, ЦКР, 6-8 апр. 1999 г), С.67-84.

11. Березин Г.В., Горбунов А.Т., Швецов И.А. Основы полимерно-щелочного воздействия для увеличения нефтеизвлечения // Нефтяное хозяйство.-1990.-№ 7.- С. 27-29.

12. Блажевич В.А., Умрихина Е.Н., Уметбаев В.Г. Ремонтно-изоляционные работы при эксплуатации нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1981.- 232 с.

13. Бриллиант Л.С., Заров А.А., Малышев О.Г., Рязанов А.П. Применение технологий изоляционных работ в скважинах Аганского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2000. - №9. – С. 69-71.

14. Бурдынь Т.А., Желтова Г.И. Исследование свойств растворов порошкообразных водорастворимых полимеров акриламида // РНТС ВНИИОЭНГ, Нефтепромысловое дело, 1976, № 5, С. 29-30.

15. Бурдынь Т.А., Раскина Р.С., Желтова Г.И. Реологические свойства полиакриламида в воде. Науч. техн. сб. ВНИИ нефть М.: Недра, 1971, N 40, стр. 109 - 115.

16. Везиров Д.Ш. Физико-химические основы методов повышения нефтегазоотдачи пластов, основанных на заводнении: Дис...доктора технических наук - Баку,1992. - 49 с.

17. Везиров Д.Ш., Манафов Г.Р. Исследование фактора остаточного сопротивления в многофазной среде // Изв. НАН Азербайджана. Серия Наук о Земле. – 1999. - №2. – С. 84-89.

18. Везиров Д.Ш., Мовсумзаде А.А., Мамедов М.М. Исследование вытеснения нефти оторочкой раствора полимера из элемента трехслойного пласта //Известия АН Аз.ССР.-1984.-№1.-С.44-48

19. Везиров Д.Ш., Мовсумзаде А.А., Манафов Г.Р. Экспериментальное исследование регулирования заводнения слоисто-неоднородных нефтяных пластов раствором полимера // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 2000. - №3. – С. 11-14.

20. Везиров Д.Ш., Стреков А.С. Влияние температуры на фактор сопротивления растворов полимеров при их фильтрации через пористую среду // Известия АН Азербайджана. Науки о Земле. - 1984. - № 1. –С. 95-103.

21. Везиров, Д.Ш., Стреков, А.С. Выбор технологических параметров обработки призабойной зоны скважин полимерными растворами с целью повышения эффективности ограничения водопритокков// Азербайджанское нефтяное хозяйство.- 1997. -№ 5.- С.29-34.

22. Везиров Д.Ш., Стреков А.С. Релаксация напряжений полимерных растворов при высоких давлениях и температурах// Известия АН Азерб. ССР. Серия наук о Земле. - 1983. - № 5. –С. 36-41.

23. Везиров Д.Ш., Стреков А.С., Дадашев А.М. Экспериментальное исследование влияния температуры на реологические характеристики полимерных растворов при пластовых скоростях сдвига // Известия АН Азербайджана. Науки о Земле. - 1983. - № 1. –С. 62-69.

24. Везиров Д.Ш., Стреков А.С., Дадашев А.М., Цынникова С.Ц. Влияние конформации макромолекул полимера на реофизические свойства щелочно-полимерных растворов // Известия АН Азерб. ССР Серия наук о Земле. – 1989. - №2. – С.16-23

25. Виноградов Г.А., Малкин А.Я. Реология полимеров. – М.: Химия, 1977. – 449 с.

26. Власов С.А., Каган Я.М., Полищук А.М. Повышение нефтеотдачи с применением биополимеров // Нефтяное хозяйство.- 2002. - №7. – С. 104-109.

27. Влияние содержания глины в нефтяном пласте на эффективность селективной изоляции водопритокков/ Д.Ш. Везиров, М.Ф. Мамедов, А.А.

Мовсумзаде и др. // Известия АН Азерб. ССР. Серия наук о Земле. - 1986. - № 2. - С. 75-77.

28. Водоизоляция и ликвидация межколонных перетоков в скважинах Оренбургского месторождения / В.А.Гусейнов, Р.А. Ивакин, Г.М. Гаджибеков, В.Г. Григулецкий // Нефтяное хозяйство.- 2005.- № 6. - С. 120 - 121.

29. Вопросы обводнения скважин в многопластовых месторождениях / М.Т. Абасов., М.А. Гаджиев, К.Н. Джалилов и др. – Б.: Элм, 1980. - 157 с

30. Гавура В.Е., Шефер А.З. Ограничение водопритоков в нефтяные скважины на месторождениях Куйбышевской области // Тр./ Гипрвостокнефть. – Куйбышев, 1975., Вып XXVI, С.141-148.

31.Гаджиев Г.А. Из опыта применения данных гидрохимических исследований при разработке нефтяного месторождения // Азербайджанское нефтяное хозяйство. - 1981. - N 10. - С. 22 - 26.

32. Газизов А.Ш., Газизов А.А., Смирнов С.Р. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения непроизводительной фильтрации закачиваемых и пластовых вод по промытым зонам пласта.// Нефтепромысловое дело. – 2000. - №7. - С.2-10.

33. Газизов А.Ш., Маслов И.И. Селективная изоляция притока пластовых вод в нефтяных скважинах.– М.: ВНИИОЭНГ, 1977.–51 с.

34. Галлямов М.Н., Рахимкулов Р.Ш. Повышение эффективности эксплуатации нефтяных скважин на поздней стадии разработки месторождений. - М.: Недра, 1978. - 207 с.

35. Гамидов Г.А., Гусейнов Н.Ф., Стуканогов Ю.А. Оценка конечного коэффициента извлечения нефти по месторождению Гум - дениз // Азербайджанское нефтяное хозяйство. - 1996. - N 6. - С. 16 - 19.

36. Геология нефтяных и газовых месторождений Азербайджана / Ализаде А.А., Ахмедов Г.А., Ахмедов А.М. и др.- М: Недра, 1966. - 392 с.

37. Геофизические и гидродинамические методы прогнозирования обводнения нефтяных залежей/ М.Т. Абасов, Л.А. Буряковский, Э.Х. Азимов и др. - Б: Азернешр, 1989. - 262 с.

38. Гиладев Г.Г. Управление технологическими процессами по интенсификации добычи нефти // Нефтяное хозяйство. - 2004.- № 10.- С.74-77.

39. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного пласта. М.:Недра,1974. – 312 с.

40. Горбунов А.Т., Бученков Л.Н. Щелочное заводнение. М.: Недрa, 1989. - 160 с.

41. Гузь Д.Д. О рациональных темпах разработки нефтяных месторождений. // Нефтяное хозяйство. – 1963.- № 9. – С.24- 30.

42. Гумерский Х.Х., Жданов С.А., Гомзиков В.К. Прирост извлекаемых запасов нефти за счет применения методов увеличения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство.- 2000. - №5. – С. 38-40.

43.. Гусейнов А.Н., Ибрагимов З.Н., Асланов Т.И. Еще один взгляд на разработку флагмана месторождений на суше Балаханы-Сабунчи-Рамана // Азербайджанское нефтяное хозяйство. - 2001. - N 9 - 10. - С. 46 - 52.

44. Джамалов И.М., Гараджамирли. Исследование процесса отложения тяжелых компонентов в пористой среде в зависимости от перепада температуры // Нефтяное хозяйство. - 1974. - № 11. - С. 47 - 48.

45. Дияшев Р.Н. Некоторые причины негативных последствий совместной разработки многопластовых месторождений и учет их при формировании эксплуатационных объектов (часть 1) // Нефтяное хозяйство.- 2005.- № 6. - С. 92 - 96.

46. Дияшев Р.Н. Некоторые причины негативных последствий совместной разработки многопластовых месторождений и учет их при формировании эксплуатационных объектов (часть 2) // Нефтяное хозяйство.- 2005.- № 7. - С. 110 - 115.

47. Еремин Н.А. Моделирование месторождений углеводородов методами нечеткой логики – М.:Наука, 1994. – 462 с.

48. Закиров С.Н. Анализ проблемы «Плотность сетки скважин – нефтеотдача» - М.: Грааль, 2002. - 314 с.

49. Ибрагимов Г.З., Фазлутдинов К.С., Хисамутдинов Н.И. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти.- М.: Недра, 1991. – 200 с.

50 Иванов С.В., Бриллиант Л.С. Основные направления совершенствования физико-химического заводнения на Самотлорском месторождении // Нефтяное хозяйство.- 2000. - №9. – С. 47-50.

51. Иванова М.М. Динамика добычи нефти из залежей. - М.:Недра, 1976. – 247 с

52 Иванова М.М., Тимофеев В.А., Брагин Ю.И. Эффективность эксплуатации залежей нефти при заводнении. – М.: ВНИИОЭНГ, 1980. – 64 с.

53. Изучение влияния депрессии на пласт на эффективность ограничения водопритоков в добывающих скважинах/ А.С. Стреков, А.А. Мовсумзаде, З.А. Мовсумзаде, Г.Р. Манафов // Известия НАН Азербайджана, Науки о Земле. - 2002. - №3.- С. 48-52.

54. Инструкция по применению иономера «Л» в качестве селективно-гидроизоляционного материала в нефтяных добывающих скважинах / М.Т. Абасов, Д.Ш. Везиров, А.А. Мовсумзаде, А.С. Стреков, Ф.С. Сафаралиева // Баку, 1993 - 15 с.

55. Исследование кинетических эффектов вязкоупругих систем / А.Х. Мирзаджанзаде, Р.М. Мамедзаде, Я.М. Расизаде и др. // Изв. ВУЗ, Серия нефть и газ. – 1976. - №2. – С.53-58.

56. Исследование коллоидно-химических свойств и анализ результатов опытно-промышленных испытаний композиционного гидрофобизатора «ТАТНО-2002»/ В.Г. Козин, И.Н. Дияров, Н.Ю. Башкирцева и др. // Нефтяное хозяйство.- 2004.- № 11. - С. 73 - 75.

57. Исследование механизма воздействия физико-химических методов повышения нефтеотдачи на нефтенасыщенный коллектор/ А.Ш.Газизов, Н.А.

Лебедев, А.А. Газизов, Л.А.Галактионов // Нефтяное хозяйство.- 2000. - №11. – С. 16-19.

58. Исследование реологических характеристик водных растворов полиакриламида (ПАА) при малых скоростях сдвига / М.Т. Абасов, Д.Ш. Везиров, А.С. Стреков и др. // Материалы республиканской научно-теоретической конференции по геологии и разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений: Тез. докл. – Баку: Элм, 1982. С.68-69.

59. Исследования нефтewытесняющих и фильтрационных свойств растворов полиакриламида на кернах Орлянского месторождения / К.Г.Уркаев, Ю.В. Соляков, В.В. Кукин, И.А.Швецов // Тр. Гипровостокнефть. – Куйбышев, 1975., Вып XXVI, С.157-162.

60. Каграманов К.Н., Багаров Т.Ю. Методические основы оценки коэффициентов извлечения нефти по геолого-промысловым данным (экспресс-методы) – Б.- Nafta-Press, 2001. – 204 с.

61. Керимов М.З. Современное состояние разработки и перспективы доразработки морских нефтегазовых месторождений Азербайджана // Азербайджанское нефтяное хозяйство. - 2001. - N 7. - С. 1 - 8.

62. Комплексная система выбора и оценки технологий ограничения водопритоков в добывающих скважинах / М.Т. Абасов, А.С. Стреков, Г.М. Эфендиев // «Фундаментальные проблемы разработки нефтегазовых месторождений, добычи и транспортировки углеводородного сырья» Материалы Международной конференции 24-26 ноября 2004 г., Москва, М.: ГЕОС. С. 181- 182.

63. Корабельников А.И., Ягафаров А.К. Анализ факторов на эффективность работ по ограничению водопритоков на Самотлорском месторождении // Нефтяное хозяйство.- 2004.- № 12. - С. 67 - 68.

64. Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. - М.: Недра, 1977. – 287 с.

65. Кукин В.В., Соляков Ю.В. Применение водорастворимых полимеров для повышения нефтеотдачи пластов. М. ВНИИОЭНГ - 1982, вып. 21- 44 с.

66. Кулиев Р.П., Мамедов К.К., Ширинов А.М. Анализ причин обводнения нефтяных скважин верхней водой в НГДУ Артемнефтегаз // Азербайджанское нефтяное хозяйство. - С. 18 - 20.

67. Малкин А.Я. Нормальные напряжения при течении аномальных вязких полимерных систем. 1. Расчет нормальных напряжений // Механика полимеров. – 1971.- №3. – С.506-514.

68. Малышева Л.Н., Насретдинов М.Н., Базекина Л.В., Губина А.В. Об адсорбции ПАА из водных растворов некоторыми добавками химреагентов. Тр. БашНИПИнефть. Уфа., Вып. 41, 1975

69. Малышева Л.Н., Рабинович А.Б., Кравченко И.И., Дмитриева Н.И. Адсорбция полиакриламида (ПАА) из растворов на твердой поверхности. // Тр./БашНИПИнефть.1970. Вып. 4. С.187-190.

70. Мамед-заде А.М., Салаватов Т.Ш. Выбор оптимального забойного давления при эксплуатации месторождений ниже давления насыщения // Неравновесные эффекты и нелинейные волны в нефтегазодобыче . – Баку,1984. – С.95-100.

71. Мамед-заде З.Ш., Сулейманов Ш.А., Гамишаев А.Ш. Некоторые вопросы доработки залежей свит НКП, ПК, КаС месторождения о. Жилой // Азербайджанское нефтяное хозяйство. - 1974. - N 1. - С. 16 - 17.

72. Мамедзаде Р.Б., Салаватов Т.Ш. Исследование новых методов повышения нефтеотдачи пластов// Известия ВУЗ. Сер.нефть и газ. – 1981. - №2. – С.27-31.

73. Мамедов Н.Г., Дадашев А.М., Стреков А.С. Изучение адсорбции некоторых водорастворимых полимеров в пористой среде с учетом температуры // Известия АН Азерб. ССР. Серия наук о Земле. - 1971 . - №1. - С .125-129.

74. Манафов Г.Р. Ограничение газопитока в нефтегазодобывающих скважинах растворами полимеров. Азярбайъан МЕА Эянь алимлярин (аспирантларын) Материаллары. - Баку:Елм, 2003. – С.100-102.

75. Манафов Г.Р. Повышение эффективности ограничения водопритокков в добывающих скважинах полимерными растворами и осадкообразующими реагентами. Материалы научной конференции аспирантов НАН Азербайджана, июнь 2001. Баку: Элм – 2002. – С.110-112.

76. Мартос В.Н. Применение полимеров в нефтедобывающей промышленности (ОЗЛ). - ВНИИОЭНГ, Москва. 1974. – 96 с.

77. Межфазное натяжение на границе нефть–щелочно-полимерные растворы / Д.Ш. Везиров, А.С. Стреков, А.М. Дадашев и др. // Известия АН Азерб. ССР. Серия наук о земле. – 1990. - №3-4. – С.31-36.

78. Методика выбора скважин для проведения водоизоляционных работ / Т.С. Усманов, И.С.Афанасьев, Р.К. Мухамедшин и др. // Труды Международного технологического симпозиума «Новые технологии разработки нефтегазовых месторождений» Россия, Москва, РАГС при Президенте РФ, 17-19 марта 2004 г. – Институт нефтегазового бизнеса, М.:2004.- С. 211-219.

79. Методы извлечения остаточной нефти / М.Л. Сургучев, А.Т. Горбунов, Д.П. Забродин и др. - М.: Недра, 1991. – 347 с.

80. Мирзаджанзаде А.Х. Парадоксы нефтяной физики. – Баку:Азернешр, 1981.- 148 с.

81.Мирзаджанзаде А.Х., Барановский В.Д., Ширинзаде С.А. Применение статистических методов расчета в буровой гидравлике. – М.: ВНИИОЭНГ,1978. – 52 с.

82. Мирзаджанзаде А.Х., Берман Л.Б. Нелинейные эффекты при фильтрации газов и нефтей. / Сб. Неравновесные эффекты и нелинейные волны в нефтегазодобыче. Баку: АЗИНЕФТЕХИМ, 1984, С. 3-12.

83. Мирзаджанзаде А.Х., Гурбанов Р.С., Ентов В.М. О выявлении и оценке роли эффектов нелинейной фильтрации в процессах разработки нефтяных и газовых месторождений.// Вопросы нелинейной фильтрации и нефтегазоотдачи при разработке нефтяных и газовых месторождений. – М.:ИГиРГИ, 1972. С.3-8.

84. Мирзаджанзаде А.Х., Ковалев А.Г., Зайцев Ю.В. Особенности эксплуатации месторождений аномальных нефтей. – М.: Недра, 1972. – 200 с.

85. Мирзаджанзаде А.Х., Степанова Г.С. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа – М.: Недра, 1977. – 229 с.

86. Мирзаджанзаде А.Х., Султанов Ч.А. Диакоптика процессов нефтеотдачи пластов. – Баку: Азербайджан, 1995. – 366 с.

87. Мирзаджанзаде А.Х., Хасаев А.М. О проблемах нефтегазоотдачи пластов // Азербайджанское нефтяное хозяйство - 1980. - № 3-4. - С. 34-38.

88. Мовсумзаде А. А. Исследование вытеснения нефти из неоднородных пластов горячей водой и регулирование процесса их разработки // Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Баку. – 1979. – 20 с.

89. Мусаев Р.А., Асадов А.И., Джабраилова Т.К. К вопросу обводнения скважин // Азербайджанское нефтяное хозяйство - 1994. - № 5. - С. 16-19.

90. Некоторые особенности фильтрации растворов полиакриламида в пористой среде / Ю.В.Соляков, В.В. Кукин, Г.И.Григоращенко и др. // Тр. Гипровостокнефть. – Куйбышев, 1974., Вып XXII, С.174-179.

91. Нечаев А.С. Закупоривающая способность состава на основе поливинилхлорида (ПВХ) // Труды ВНИИ, 1975, вып. 9. – С. 362-366.

92. Нормальные напряжения при течении аномально-вязких полимерных систем. 2. Эксперимент и сопоставление с расчетом/ Г.А. Виноградов, А.Я. Малкин, Г.В. Бережная и др. // Механика полимеров. – 1971.- №4. – С.714-721.

93. О влиянии проницаемости пород на их нефтеотдачу / Р.Р.Рахманов и др. // Азербайджанское нефтяное хозяйство. - 1970. - N 12. - С. 4 - 6.

94.. О доработке залежей Азербайджана с трудноизвлекаемыми запасами нефти / М.Т. Абасов, И.М. Аллахвердиев, Б.А. Багиров и др. // Известия АН Азербайджана. Науки о Земле. - 2000. - № 2. –С. 121-129.

95. О некоторых аспектах повышения эффективности водоизоляционных работ / Б.Ю. Баранов, М.А. Маликов, И.Г. Нигматуллин, С.В.Чугунов // Нефтя-

ное хозяйство. - 2000.- № 11.- С.34-35.

96.Обобщение опыта и пути дальнейшего повышения эффективности разработки нефтяных месторождений / И.П. Васильев, В.Е. Гавура, В.Е. Лещенко, Е.И. Семин - М.: ВНИИОЭНГ, 1988. - 59 с.

97. Оганджаниянц В.Г., Щербакова Т.Г. Особенности поведения растворов полиакриламида в нефтенасыщенных полимиктовых коллекторах./ Научно-технический сборник ВНИИнефть. - М.: Недра, 1984, № 87, С.133-147.

98. Ограничение водопритоков в скважинах при заводнении / В.А. Блажевич, Е.Н. Умрихина, В.Г. Уметбаев, Л.А. Большаков - М.: ВНИИОЭНГ, 1977. – 56 с.

99. Ограничение притока вод составами АКОР/ Л.А. Скородиевская, Д.В. Хосроев, А.М. Строганов и др. // Нефтяное хозяйство. – 1992.- №6. – С.32-34.

100. Ограничение притока пластовых вод в нефтяные скважины / Р.Т. Булгаков, А.Ш. Газизов, Р.Г. Габдуллин, И.Г. Юсупов - М.: Недра, 1976.–175 с.

101.Одна из причин низкой эффективности осадкообразующих технологий тампонирования / В.Б. Губанов, Д.Ю. Елисеев, И.Н. Стрижов, Н.Х. Свири Абдураба // Нефтепромысловое дело. - 2001. - №10. – С.7-10.

102.Оптимизация плотности сетки скважин/ В.Ф.Усенко, Е.И. Шрейбер, Э.М.Халимов и др. - Уфа.: Башк. книжн. изд., 1976.-160 с.

103. Оценка эффективности изоляционных работ в продуктивных пластах без глинистых прослоев / П.М. Усачев, А.М. Голыбик, Р.М. Кац и др. // Нефтяное хозяйство. - 1975. - № 4. – С.50-52.

104. Панахов Г.М. Разработка и внедрение новых композитных систем в нефтегазодобыче // Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук. – Баку. – 1996. – 42 с.

105. Победимская Т.Г., Крупин С.В., Губайдуллин Ф.А., Барабанов В.П. Гидроизолирующие экраны на основе полиэлектролитных комплексов // Нефтяное хозяйство. - 1982.- № 9.- С.32-34.

106. Повышение нефтеотдачи пластов с применением системной технологии воздействия / Х.Х. Гумерский, А.Т. Горбунов, С.А. Жданов, А.М.Петраков // Нефтяное хозяйство. – 2000.- №12. – С.12-15.

107. Повышение эффективности изоляции водопритоков в добывающих скважинах полимерными растворами / М.Т.Абасов, Н.М. Джафарова, А.С. Стреков и др.// Известия НАН Азербайджана, Науки о Земле. - 2000. - № 2. - С. 95-99.

108. Полищук А.М., Суркова Е.М. Эффективность вытеснения нефти из пористой среды полимерными растворами // Нефтяное хозяйство.- 1979. - №4. – С. 50-53.

109. Порядин А.В., Крупин С.В., Гарифулин Ф.А. Моделирование процесса образования водоизоляционного экрана вокруг нефтяной скважины // Нефть и газ. - 1987. - №12. – С. 66-72.

110. Применение новых водоизолирующих материалов для ограничения притока вод в нефтяные скважины/ Ю.А. Поддубный, В.М. Сазонова, И.А. Сидоров, П.М. Усачев - М., ВНИИОЭНГ, 1977. - 63 с.

111. Применение новых методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях Башкортостана/. Е.Н. Сафонов, М.А. Исхаков, К.Х. Гайнуллин и др // Нефтяное хозяйство.-2002.-№ 4.-С. 38-40.

112. Применение полимеров в добыче нефти / Г.И. Григоращенко, Ю.В. Зайцев, В.В. Кукин и др. – М.: Недра, 1978. – 213 с.

113. Применение потокорегулирующих технологий для повышения эффективности разработки высокообводненных пластов/ В.Е.Ступоченко, А. Я. Соркин, В.А. Кан, А.Г. Дябин и др. // Нефтяное хозяйство. – 2005. - № 11. – С. 48-51.

114. Применение сшитых полимерно-гелевых составов для повышения нефтеотдачи / М.М. Хасанов, Т.А. Исмагилов, В.П. Мангазеев и др. // Нефтяное хозяйство. - 2002.- № 7.- С.110-112.

115. Применение технологии повышения нефтеотдачи на основе композиции осадкогелеобразующих растворов / И.И. Абызбаев, Л.В. Малишевская, А.А. Рамазанова, Г.Х. Якименко, И.М. Назмиев // Нефтяное хозяйство.- 2005.- № 6. - С. 100 - 103.

116. Прогнозирование продолжительности ограничения водопритоков полимерными растворами в добывающих скважинах / М.Т. Абасов, Н. М. Джафарова, А.С. Стреков и др. // Известия НАН Азербайджана, Науки о Земле. - 2001. - № 2. - С. 97-102.

117. Пятков М.И., Рудаков Г.В. О применении гидролизованного полиакриламида для изоляции пластовых вод в условиях Западной Сибири // Нефтепромысловое дело. – 1966. - № 9. - С.9-10.

118. Работа с бездействующим и ликвидированным фондом скважин как основной фактор стабилизации и увеличения добычи нефти и газа/ Р.А. Гурбанов Р.А., А.Я.Алиев, Гасанов и др.// Нефтепромысловое дело. - 2001.- №11. – С.20-32.

119. Рамазанов Р.Г., Земцов Ю.В. Эффективность и перспективы применения химических методов увеличения нефтеотдачи для стабилизации добычи нефти // Нефтяное хозяйство.- 2002. - №1. – С. 34-35.

120. Реагент для селективной изоляции газопритока в скважину: А.с. 1070990 СССР. М. Е 21 В 33/138/ Абасов М.Т., Везиров Д.Ш., Джалилов З.И., Жидков Е.С., Мовсумзаде А. А., Таиров Н.Д. (СССР) – 6 с.

121. Реагент для селективной изоляции газопритоков в скважину: Авторское свидетельство СССР №1070990, кл. Е 21 В 33/138 (Абасов М.Т., Везиров Д.Ш., Джалилов З.И., Жидков Е.С., Мовсумзаде А.А., Таиров Н.Д.; Институт Проблем глубинных нефтегазовых месторождений АН АзССР. - №3319104; Заявл. 14.10.81).

122. Результаты обработок скважин разбавленными растворами полимеров в ПО «Татнефть»/ А.М. Галыбин, Н.Г. Ким, Г.С. Каримов, и др. // Сб.науч.тр. ВНИИ. Москва, 1983, вып. 85, С.11-16.

123. Реологические проблемы нефтегазоотдачи/ А.Х.Мирзаджанзаде А.Х., И.М.Аметов, В.М. Ентов, В.М.Рыжик – М.:ВНИИОЭНГ,1986. – 52 с.

124. Рейнер М. Реология. - М.: Наука, 1965. – 224 с.

125. Руководство по проектированию и технико-экономическому анализу разработки нефтяных месторождений с применением метода воздействия на пласт водой, загущенной полимерами. РД 39-3-36-77. - Гипростокнефть, 1978. – 140 с.

126. Рябоконт С.А., Скородиевская Л.А. Ограничение водопритоков в скважины с использованием состава АКОР МГ// Нефтяное хозяйство.- 2002. - №7. – С. 120-124.

127. Савицкая М.Н., Холодова Ю.Д. Полиакриламид. - Киев: Техника, 1969. – 185 с.

128. Сайфуллин З.Г., Фаткуллин А.Х. Экспериментальные данные о равномерном перемещении водо-нефтяного контакта в слоистых пластах. – Тр./ТатНИИ, Л.: Недра, 1970, вып.14, С.306-325.

129. Салаватов Т.Ш., Сулейманов Б.А., Нуряев А.С. Селективная изоляция притока жестких пластовых вод в добывающих скважинах // Нефтяное хозяйство.- 2000. - №12. – С. 81-83.

130. Самедова Ф.И. Азербайджанские нефти и их компонентный состав. Баку: Элм, 2002. – 252 с.

131.Сараджев Т.Н., Караджали Н.И., Багиров Т.Ю. Особенности разработки ПК свиты месторождения Гюрганы - море, отличающейся значительной эффективной мощностью коллекторов // Азербайджанское нефтяное хозяйство. - 1970. - N 9. - С. 5 - 7.

132. Сафонов Е.Н., Алмаев Р.Х. Применение водоизолирующих химических реагентов // Нефтяное хозяйство. - №2. – 1996. –С. 44-46.

133.Сеидов В.М. Совершенствование контроля за эксплуатацией месторождений Азербайджана с помощью геофизических методов исследований // Нефтяное хозяйство. – 2004. - № 11. – С. 108-110.

134. Сеид-Рза М.К. Нефть: поиск эффективных технологий // Азербайджанское нефтяное хозяйство - 1994. - № 6. - С. 8-14.

135. Сидоров И.А. Применение растворов полиакриламида для ограничения притока вод в нефтяные скважины. – М.: ВНИИОЭНГ, 1976. –60 с.

136. Сидоров, И.А., Поддубный, Ю.А., Кан В.А. Воздействие на призабойную зону скважин в целях ограничения отбора воды.- М., ВНИИОЭНГ, 1984. - 56 с.

137. Сидоров, И.А., Поддубный, Ю.А., Кан В.А. Физико-химические методы увеличения охвата пластов заводнением за рубежом. М., ВНИИОЭНГ, 1982. - 35 с.

138. Совершенствование метода повышения нефтеотдачи с помощью щелочно-полимерной системы / А.Т.Габдрахманов, Р.Х. Алмаев, О.С. Кашапов и др. // Нефтяное хозяйство.- 1992. - № 4. - С.30-31.

139. Совершенствование систем разработки месторождений Западной Сибири./ В.А.Бадьянов, Ю.Е. Батулин, Е.П. Ефремов и др – Свердловск: Средн-Урал. книж. изд., 1975. – 175 с.

140. Совершенствование технологии ограничения водоприток в скважинах Самотлорского месторождения / Л.С. Бриллиант, А.И. Козлов, А.А. Ручкин и др. // Нефтяное хозяйство.- 2000.- № 9. - С. 54 - 57.

141. Соляков Ю.В. Исследование влияния реологических свойств растворов полиакриламидов на эффективность полимерного заводнения: Дис...кандидата технических наук. М., 1976. - 198 с.

142. Состав для изоляции водопритока в скважину: Пат.2142043 Россия, МПК (6) E21 В 33/138,43/32 (Абатуров С.В., Старкова Н.Р., Шпунова И.В., Рамазанов Д.Ш., Чернавских С.Ф.; ОАО Нефтяная компания “Паритет“.- № 98107388/03; Заявл.14.04.1998; Опубл.27.11.1999, Бл.№ 33).

143. Состояние и пути совершенствования водоизоляционных работ на месторождениях западной Сибири / Ю.Н.Вершинин, В.М. Возмитель, А.Т. Кошелев и др. – М.: ВНИИОЭНГ, 1992. – 66 с.

144. Способ разработки нефтяной залежи: Авторское свидетельство СССР №1345705, кл. Е 21 В 43/42 (Абасов М.Т., Везиров Д.Ш., Мосумзаде А.А., Жидков Е.С., Мамедов М.М.; Институт Проблем глубинных нефтегазовых месторождений АН АзССР. - №3878123; Заявл. 04.04.85)

145. Способ разработки нефтяной залежи: Авторское свидетельство СССР №1019884, кл.³. Е 21 В 43/20 (Абасов М.Т., Везиров Д.Ш., Мовсумзаде А.А.; Институт Проблем глубинных нефтегазовых месторождений АН АзССР. - №2965747; Заявл. 30.12.80)

146.Способ селективной изоляции водопритоков в скважине: Пат. 2145379 Россия, МПК (7) Е21 В 33/138, 43/32 (Шахвердиев А.Х., Панахов Г.М., Сулейманов Б.А., Аббасов Э.М.; Некоммерческий и партнерство Институт системных исследований процессов нефтегазодобычи.-№98118612/03;Заявл. 12.10.1998; Оpubл. 10.02.2000, Бл.№ 4)

147. Стреков А.С. Изучение физико-химических свойств щелочно-полимерных растворов // Азербайджанское нефтяное хозяйство. -1997.-№ 3.- С.6-10.

148. Стреков А.С. Механизм фильтрации щелочно-полимерных растворов через пористые среды // Известия АН Азерб. ССР. Серия наук о Земле. - 1989. - № 5. –С. 80-85.

149.Стреков А.С. О повышении эффективности водоизоляционных работ полимерами. // Известия АН Азерб. ССР. Серия наук о Земле. - 1984 . - №4. - С .68-72.

150.Стреков А.С. Физико-химические основы повышения нефтеотдачи пластов путем регулирования подвижности рабочих агентов: Дис...доктора технических наук. – Баку, 1994. – 336 с.

151.Стреков А.С., Везиров Д.Ш., Мамедов М.Р. Ограничение водопритоков к добывающим скважинам полимерным раствором // Известия АН Азербайджана. Науки о Земле. - 1998. - № 2. –С. 91-96.

152. Стреков А.С., Мовсумзаде А.А., Манафов Г.Р. Изучение фактора остаточного сопротивления в слоисто-неоднородных пластах. Известия НАН Азербайджана, науки о Земле, 2001. - №2.- С. 97-102

153. Стреков А.С., Мовсумзаде А.А., Манафов Г.Р. Повышение эффективности изоляции водопритоков в слоистых пластах. Тезисы докладов. Республиканская научно-техническая конференция: «Актуальные проблемы нефтехимии и нефтехимической промышленности», посвященной 65-летию АзГосНИИ «Олефин». - Баку. 2001.- С.31-32.

154. Стреков А.С., Рзаев П.О. Анализ факторов, влияющих на эффективность изоляции водопритоков в добывающих скважинах полимерными растворами// Азербайджанское нефтяное хозяйство. - 2001. - №6. – С.44-54.

155. Стреков А.С., Рзаев П.О. Влияние объема разделяющей жидкости на эффективность изоляции водопритоков осадкогелеобразующими составами в нефтескважинах. // Известия НАН Азербайджана, Науки о Земле.- 1999.- № 2.- С. 75-77.

156. Стреков А.С., Рзаев П.О. Влияние проницаемости и скорости фильтрации на эффективность изоляции водопритоков осадкогелеобразующими составами.// Азербайджанское нефтяное хозяйство.- 2002.- №4.- С.30-34.

157.Стреков А.С.. Рзаев П.О. Управление процессом образования водоизолирующего экрана в призабойной зоне добывающей скважины. Тезисы докладов. Республиканская научно-техническая конференция: «Актуальные проблемы нефтехимии и нефтехимической промышленности», посвященной 65-летию АзГосНИИ «Олефин». - Баку. 2001.- С.40-41.

158. Стреков А.С., Рзаев П.О., Мадатов А.А. Изучение реофизических свойств осадкогелеобразующих составов. // Известия НАН Азербайджана, Науки о Земле, 2001, № 2,С. 44-48

159. Стреков А.С., Рзаев П.О., Мамедов М.Р. Совершенствование технологии изоляционных работ полимерными растворами. // Азербайджанское нефтяное хозяйство.- 2000.- №4.- С.13-17.

160. Сулейманов А.Б., Амирасланов К.К., О возможном влиянии простоя скважин на обводненность добываемой продукции при водонапорном режиме // Азербайджанское нефтяное хозяйство - 1970. - № 9. - С. 25-26.

161. Сулейманов Б.А. Теоретические и практические основы применения гетерогенных систем для повышения эффективности технологических процессов в нефтедобыче // Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук. – Баку. – 1997. – 40 с.

162. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985. – 305 с.

163. Тагер А.А. Физико-химия полимеров. – М.:Химия,1978.- 544 с.

164. Тарко Я.Б. Оценка влияния охлаждения призабойной зоны пластов на их приемистость. // Экспресс-информация серия нефтепромысловое дело.// М.: ВНИИОЭНГ, 1987, вып. 4. - С. 13 - 15.

165. Телин А.Г. Реология и фильтрация сшитых полимерных составов // Нефтепромысловое дело. - 1999. - №10. - С.-16-22.

166. Телин А.Г., Самардаков В.В., Игдавлетова М.З. О приоритетах в выборе потокоотклоняющих технологий увеличения нефтеотдачи // Нефтепромысловое дело – 2001. - № 1. – С.19-21.

167. Технология увеличения нефтеотдачи пластов на основе глинистой суспензии / Р.Ф.Габдуллин, В.И. Князев, Р.Р.Мусин и др. // Нефтяное хозяйство. – 2005. - № 7. – С. 92-94.

168. Технология и техника добычи нефти./А.Х. Мирзаджанзаде, И.М. Аметов, А.М. Хасаев и др. – М.:Недра, 1986. 382.с.

169. Требин Ф.А. Нефтепроницаемость нефтяных коллекторов. –Гостоптехиздат, 1946. - 235 с.

170. Уилкинсон У.Л. Неньютоновские жидкости.- М.: Мир,1964. – 216

171. Умрихина Е.Н., Блажевич В.А. Изоляция притока пластовых вод в нефтяных скважинах. М. “Недра”, 1966, с. 164.

172. Уркаев К.Г., Швецов И.А., Соляков Ю.В. Влияние проницаемости пористой среды на фильтрационные свойства растворов полимеров // РНТС ВНИИОЭНГ. Сер. Нефтепромысловое дело. – 1976.- № 7. – С.17-19.

173. Физико-геологические проблемы повышения нефтегазоотдачи пластов/ М.Ф. Мирчинк, А.Х. Мирзаджанзаде, Ю.В. Желтов и др.. М.: Недра, 1975. – 232 с.

174. Фильтрационные характеристики растворов полиакриламида (ПАА) / В.В. Кукин, А.Н. Горбатова, И.А.Швецов и др.// Тр. Куйбышев НИПИнефть. – Куйбышев, 1968,. Вып 38, С.21-33.

175. Фрагменты разработки морских месторождений / А.Х.Мирзаджанзаде, Н.А. Алиев, Х.Б. Юсифзаде, Т.Ш. Салаватов, А.Ч. Шейдаев - Баку.: Элм, 1997. – 408 с.

176. Хусаинов З.М., Чирков В.Л., Шешуков А.И. Применение методов повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти на месторождениях НГДУ “Нижнесортымскнефть”// Нефтяное хозяйство.- 2001. - № 9. – С. 83-85.

177. Цветков В.М., Эскин В.Е., Френкель С.Я. Структура макромолекул в растворах. М.: Иностранная литература, 1958. – 578 с.

178. Шагиев Р.Г., Левченко И.Ю. Анализ составляющих скин-фактора на примере исследований скважин Памятно-Сасовского месторождения // Нефтяное хозяйство. - 2002. - № 12. - С. 67 - 69.

179. Шагиев Р.Г., Шагиев Р.Р. Значение скин-фактора при выборе скважин для обработок // Нефтяное хозяйство. - 2002. - № 5. - С. 108 - 109.

180. Швецов И.А. Влияние реологических свойств растворов полимеров на эффективность полимерного заводнения // Тр./Гипрвостокнефть. Куйбышев, 1977, Вып.29, С.70-76.

181. Швецов И.А. Пути совершенствования полимерного заводнения. – М.: ВНИИОЭНГ, 1989. - 39 с.

182. Шелепов В.В., Коршунов А.Ю., Лисовский Н.Н. Деятельность Центральной комиссии по разработке нефтяных и газовых месторождений

Минэнерго РФ по решению проблем повышения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство.- 2002.-№ 5.- С. 66-69.

183. Шумилов В.А., Горбачев В.М., Вагнер Г.Р. Повышение эффективности изоляционных работ на месторождениях Западной Сибири. - М.: ВНИИОЭНГ, 1979. - 59 с.

184. Эфрос Д.А. Исследование фильтрации неоднородных систем. – М.:Гостоптехиздат,1963. – 352 с.

185.Эфрос Д.А., Оноприенко В.П. Моделирование линейного вытеснения нефти водой. – Тр/ВНИИ, М.: Гостоптехиздат, 1968, вып.12, С.331-360.

186. Юсуфзаде Х.Б. Проблемы разработки сложно построенных месторождений с неоднородными коллекторами // Нефтяное хозяйство.- 1990. - №4. – С. 42-46.

187. Юсифзаде Х.Б. Состояние и перспективы развития нефтегазодобычи в Азербайджане //Азербайджанское нефтяное хозяйство.-2000.- N 11-12.-С.29 - 34.

188. Ягафаров Ю.Н. Основные направления и перспективы доработки нефтяных месторождений юга Башкортостана // Нефтяное хозяйство.- 2002. - № 4. – С. 51-54.

189. Вязиров Ж. Ш., Мювсумзаде Я.А., Манафов Г.Р. Гейрибиржинсли гатлы нефт лайларын сулашдырылмасынын тянзимлянмясиня даир // Хябярляр Йер елмляти АЕ Азырбайжан. – 1998. -№2. – В. 68-70.

190. Мювсцмзадя Я.А. Нефтчыхарма гуйуларынды су ахыныны тяърид етмякля лайын сулашдырылмасынын тянзим удилмясиня тясир едян амилляр // Хябярляр, Йер елмляри. – 1999. - №2. - С. 90 - 95

191. Я.Н.Щцсейнов, З.М.Ибрашцимов, Т.И.Асланов Гурудакы нефт йатагларынды лайлара су иля тя'сир просесинин цмуми мянзярсиня бир бахыш // Азырбайжан нефт тясяррцфаты. - 2000. - N 2. - С. 10 - 19.

192. Я.Н.Щцсейнов, З.М.Ибрагимов, Т.И.Асланов Гурудакы нефт йатагларында лайлара су иля тя'сир просесинин цмуми нятижяляри // Азярбайжан нефт тясяррцфаты. - 2000. - N 9. - С. 11 - 20.
193. BJ Services: новые подходы к снижению обводненности // Нефтегаз – 2003. – С. 87-90.
194. Christofer R.H., Middleman S. Power-law flow through a packed tube // Ind. and Engng. Chem. Fundamentals. – 1965, v.4.- №4.- PP.422-426.
195. Dawson R., Lantz R. Inaccessible pore volume in polymer flooding // Soc. Petroleum Engeniring Journal. – 1972. - №10. –PP. 448-452.
196. Denton R. W. Polymer squeeze cuts water/oil ratios // Journal of Petroleum Engeniring – 1973. v. 45. - №1. – P/ 52.
197. Fang J.Y.,Chen H.C. Fuzzy modeling and the prediction.. Journal of Petroleum Geology, 1997. vol. 20(2). – PP. 185-204.
198. Jennigs R.R., Rogers I.H., West T.I. Factors influencing mobility control by polymers solutions // Journal of Petroleum Technology. – 1971, v. 23. - №23. – PP. 391-401.
199. Jewett R.L., Schurz G.F. Polymer flooding – a current appraisal // Journal of Petroleum Technology. – 1970, v. 22.- № 6. – PP. 675-684.
200. Maerker J.M. Dependence of polymer retention on flow rate // Journal of Petroleum Technology. – 1973, v. 18.- №11. – PP. 1307-1308.
201. Marshall R.J., Metzner A.B. Flow of viscoelastic fluids through porous media // Ind. and Engng. Chem. Fundamentals. – 1967, v.6.- №3.- PP.393-400.
202. McCartney H.A., Ben Sloat Polymer reduce risk in waterflooding // Journal of Petroleum Engeniring – 1972. v. 44. - №13. –P. 74.
203. Mungan N, Rheology and adsorption of aqueous polymer solution. J. Canad. Petrol. Tech. 1969, V. 8, N52, p.45-50.
204. Mungan N, Smith F.W., Thomson S.L. Some aspects of polymer floods // Journal of Petroleum Technology. – 1966, v. 18.- №9.. – PP. 1143-1150.

205. Optimal operation by process for restrict of reservoir water influx on fuzzy targets and limitations/ M.T. Abasov, N.M. Djafarova, A.S. Strekov et. al. // Fourth International Conference on Application of Fuzzy Systems and Soft Computing, Siegen, Germany, June 27-29, 2000, P.318-322.

206. Pye D.J. Improved secondary recovery by control of water mobility. – J. of Petrol. Tech., 1964, v.16, №8, PP 911-916.

207. Selective izolation of water influxes to producing wells by a water soluble ionomer and the results of industrial tests/ M.T. Abasov , D. Sh. Vezirov, T.V. Khismetov et al. // 7 th European Symposium on 10R. -Moscow, Russia, 1993. - 27-29 October. V.2. - PP. 130-133.

208. Smith F.W. The behavior of partially hydrolyzed polyacrylamide in porous media // Journal of Petroleum Technology – 1970, 11,v.22.- №2. – PP. 148-156.

209. White J.U., Goddard, J.E., Philips A.M. Use of polymers to control water production in oil wells.// Journal of Petroleum Technology – 1973, 2. - PP. 143-150.

210. Zade L.A. Fuzzy sets.// Inform. and Control.- 1965. - Vol. 8, №3 – P. 338-353.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	
ГЛАВА 1. ОСОБЕННОСТИ ОБВОДНЕНИЯ СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	
1.1. Краткая геолого-физическая характеристика нефтяных залежей Азербайджана.....	
1.2. Особенности разработки залежей Азербайджана.....	
1.3. Факторы, влияющие на обводнение скважин при разработке нефтяных месторождений.....	
ГЛАВА 2. МЕТОДЫ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКОВ К НЕФТЯНЫМ СКВАЖИНАМ И ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ИХ ЭФФЕКТИВНОСТИ	
2.1. О методах ограничения водопритоков в нефтяные скважины.....	
2.2. Ограничение водопритоков в нефтяные скважины полимерными растворами	
2.3. Ограничение водопритоков в нефтяные скважины растворами химических композиций	
Глава 3. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ПОЛИМЕРНЫМИ РАСТВОРАМИ	
3.1 Реологические и фильтрационные характеристики растворов полимеров.....	
3.1.1. Реологические характеристики растворов полимеров при сдвиговой и объемной деформациях.....	
3.1.2 Экспериментальная установка и методика проведения опытов.....	
3.1.3. Фильтрационные характеристики растворов полимеров.....	
3.2. Особенности ограничения водопритоков растворами полимеров в слоисто-неоднородных пластах.....	
3.2.1. Исследование фактора остаточного сопротивления в послойно-неоднородных по проницаемости пластах с гидродинамически связанными пропластками.....	

- 3.2.2. Исследование влияния депрессии на механизм формирования фактора остаточного сопротивления.....
- 3.3. Влияние содержания глины в нефтяном в пласте на эффективность селективной изоляции водопритоков.....
- 3.4. Физико-химические закономерности влияния фактора остаточного сопротивления на эффективность разработки послойно-неоднородных по проницаемости нефтяных пластов полимерными растворами.....
- 3.4.1 Исследование влияния технологии и места образования фактора остаточного сопротивления на коэффициент извлечения нефти из послойно-неоднородного по проницаемости пласта.....
- 3.4.2. Влияние величины фактора остаточного сопротивления на коэффициент извлечения нефти при разработке послойно-неоднородного по проницаемости пласта различными вариантами полимерного воздействия
- 3.4.3. Влияние нефтенасыщенности слоисто-неоднородного пласта на эффективность ограничения водопритоков в добывающих скважинах полимерными растворами.....
- 3.5. Влияние фактора остаточного сопротивления на эффективность разработки пластов полимерными растворами при движении в них многофазной системы.....

Глава 4. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ОСАДКОГЕЛЕОБРАЗУЮЩИМИ СОСТАВАМИ.....

- 4.1 Экспериментальные исследования механизма образования осадка, реологических и фильтрационных характеристик осадкообразующих составов.....
- 4.1.1. Механизм образования осадка у осадкогелеобразующих составов.....
- 4.1.2. Межфазное натяжения на границе нефть-ОГОС.....

4.2. Экспериментальные исследования реологических и фильтрационных характеристик осадкогелеобразующих составов.....	
4.2.1. Экспериментальные исследования реологических характеристик осадкогелеобразующих составов.....	
4.2.2. Экспериментальные исследования фильтрационных характеристик осадкогелеобразующих составов.....	
4.3. Разработка технологических решений повышения эффективности ограничения водопритоков осадкогелеобразующими составами.....	
4.3.1. Влияние проницаемости и скорости фильтрации на эффективность изоляции водопритоков осадкогелеобразующими составами.....	
4.3.2. Экспериментальная оценка эффективности различных технологий применения ОГЭС при проведении изоляционных работ	

Глава 5. РАЗРАБОТКА ПРАКТИЧЕСКИХ РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ВЫБОРУ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ ПОЛИМЕРНЫМИ РАСТВОРАМИ, ОСАДКОГЕЛЕОБРАЗУЮЩИМИ СОСТАВАМИ И ВНЕДРЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ В ПРОМЫШЛЕННОСТЬ.....

5.1. Анализ факторов, влияющих на эффективность изоляции водопри- токов в добывающих скважинах полимерными растворами.....	
5.2. Комплексная система выбора и оценки технологий ограничения водопритоков в добывающих скважинах.....	
5.3. Выбор технологических параметров обработки призабойной зоны скважин полимерными растворами и осадкогелеобразующими составами.....	
5.4. Промысловые результаты ограничения водопритоков полимерными растворами и осадкогелеобразующими составами.....	
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	
ТЕРМИНОЛОГИЯ.....	
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	