# Содержание

[Содержание 5](#_Toc444691494)

[Введение 7](#_Toc444691495)

[Глава I Общая часть 11](#_Toc444691496)

[1.1. Характеристика района работ 11](#_Toc444691497)

[1.2. Краткая история разработки 13](#_Toc444691498)

[Глава II Геологическая часть 25](#_Toc444691499)

[2.1. Стратиграфия 25](#_Toc444691500)

[2.2. Тектоника 27](#_Toc444691501)

[2.3. Нефтегазоносность 29](#_Toc444691502)

[2.4. Характеристика продуктивных пластов БС10 и БС11 29](#_Toc444691503)

[2.5. ФЕС объекта 35](#_Toc444691504)

[Глава III Сведения о разработке 39](#_Toc444691505)

[3.1. Проектные решения разработки 39](#_Toc444691506)

[3.2. Контроль за разработкой месторождения 39](#_Toc444691507)

[3.3. Эффективность применения методов повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти 41](#_Toc444691508)

[3.3.1. Методы увеличения нефтеотдачи 41](#_Toc444691509)

[Глава IV Техническая часть 52](#_Toc444691510)

[4.1. Подбор скважин, подготовка данных и проектирование ГРП 52](#_Toc444691511)

[4.2. Подготовка скважины к ГРП 60](#_Toc444691515)

[4.3. Технология проведения гидроразрыва пласта. Расчет проведения ГРП ………………………………………………………………………….63](#_Toc444691522)

[4.4. Наземные операции при проведения ГРП 67](#_Toc444691531)

[4.5. Оборудование применяемое для ГРП 70](#_Toc444691532)

[4.6. Жидкости разрыва и расклинивающий агент при ГРП 77](#_Toc444691533)

[4.7. Освоение скважин после ГРП 83](#_Toc444691534)

[4.8. Анализ проводимых промысловых мероприятий по интенсификации притока 86](#_Toc444691540)

[4.9. Оценка технологической эффективности ГРП на пласты БС10 89](#_Toc444691541)

[Список литературы 103](#_Toc444691544)

# Введение

Гидравлический разрыв пласта - довольно эффективный в настоящее время, метод интенсификации добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов (НПК), получивший массовое применение в Западной Сибири. Чаще всего гидроразрывы дают положительные результаты, однако эффективность зависит от геолого-физических характеристик пластов.. Одним из наиболее серьезных факторов снижающих успешность проведения, является наличие обширных водонефтяных зон (ВНЗ), особенно в залежах, представленных НПК. В этом случае возникает вопрос, что предпочтительнее – продлить эксплуатацию скважин (без ГРП) с невысоким дебитом нефти или, сделав ГРП, повысить обводненность.

В настоящее время активно идет внедрение новых технологий ГРП. Этому методу посвящены многие исследования и работы. Одной из наиболее распро- страненных технологий для горизонтальных скважин явля- ется заканчивание, позволяю- щее провести многостадийный гидроразрыв пласта или много- стадийную кислотную обработку для улучшения связи с резервуаром. Наиболее перспективным типом является заканчивание с многоразовыми муфтами ГРП с возможностью их повторного закрытия/открытия для изоляции интервалов или проведения повторного ГРП. Также в последнее время набирают популярность технологии, позволяющие выравнивать приток в горизонтальном стволе скважин с уменьшением добычи нежелательного флюида (газ/вода). К данным технологиям относятся пассивные и активные уравнители притока и интеллектуальные системы заканчивания. В 2007 году оператор попросил группу компании Halliburton осуществить проект на пяти скважинах. Компания Halliburton внедрила модернизированный забойный инструмент усовершенствованной конструкции - HydraJet™ TS, новый состав для ГРП и более эффективные методы работы. В ходе реализации проекта компания Halliburton провела обработку, в результате чего в горизонтальном стволе было создано шесть трещин, в которые было размещено 690 тонн проппанта. Потребовался всего один забойный инструмент Hydra-Jet™ TS, а обработка была завершена всего за 50 часов. Заказчик остался очень доволен тем, что работа велась в безопасном режиме, а показатели добычи оказалась лучшими на всем месторождении. Сочетание оптимизации схемы обработки и ее осуществления, повышение эффективности работы и замена жидкости для гидроразрыва на новую, разработанную компанией Halliburton, позволило заказчику сократить затраты на строительство скважины на 43%. Применяются новейшие материалы для увеличения эффективности ГРП. Как пример – CARBO. CARBO помогает создавать трещины с высокими показателями долговременной проводимости как в стандартных, так и в сложных коллекторах. Наши современные технологии производства пропанта позволяют оптимизировать добычу после ГРП и снизить расходы на разведку и разработку. Линейка высококачественных пропантов CARBO, включающая весь спектр пропантов: от легкого CARBOROSLITE и нерадиоактивного маркированного пропанта для определения трещин CARBONRT до пропанта с полимерным покрытием CARBOPROP RCP и высокопрочного CARBO HS, разработана специально под нужды нефтяных и газовых компаний в России. Помимо совершенствования самой технологии и применяемых реагентов, идут активные разработки в сфере контроля за процессом ГРП и сбора более точной информации для проведения всестороннего широкого анализа.

Целью нашей дипломной работы является анализ эффективности проведения ГРП на Усть-Балыкском месторождении. В работе мной был проведен сбор материала на озвученную тему, а также последующий его анализ.

Актуальность выбранной темы заключается в том, что ГРП является наиболее распространенным методом повышения нефтеотдачи, который применяется практически на каждом месторождении.

Практическая значимость состоит в том, что умение проводить полноценный анализ является необходимой составляющих навыков любого высококвалифицированного специалиста в области добычи углеводородного сырья. Также стоит отметить тот факт, что Усть – Балыкское месторождение является одним из крйпнейших и перспективных. На Усть – Балыкском метсторождении в будущем планируется провести еще ни одну операцию ГРП, для проведения которых, необходимо знать об эффективности проведенных ранее операций.

В ходе работы был произведен анализ эффективности ГРП на Усть-Балыкском месторождении.

# Глава 1 Общая часть

## Характеристика района работ

Усть – Балыкское месторождение – нефтяное месторождение, которое находится в Российской Федерации. Оно расположилось в Ханты – Мансийском автономном округе, в Нефтеюганском районе Тюменской области. Усть – Балыкское нефтяное месторождение входит в состав Сургутского нефтегазового района, который в Среднеобской нефтегазовой области. Она в свою очередь относится к крупной Западно – Сибирской нефтегазоносной провинции. Ближайшие города к данному месторождению – это Сургут, Нефтеюганкс, Пыть – Яз, а также такие поселки как Каркатеево, Пойковский, Усть – Юган и Чеускино. Западно – Сибирская нефтегазоносная провинция, которая располагается на Западно – Сибирской равнине, включает в себя пятнадцать нефтегазоносных областей. Расположение месторождения представлено на рисунке 1.1.

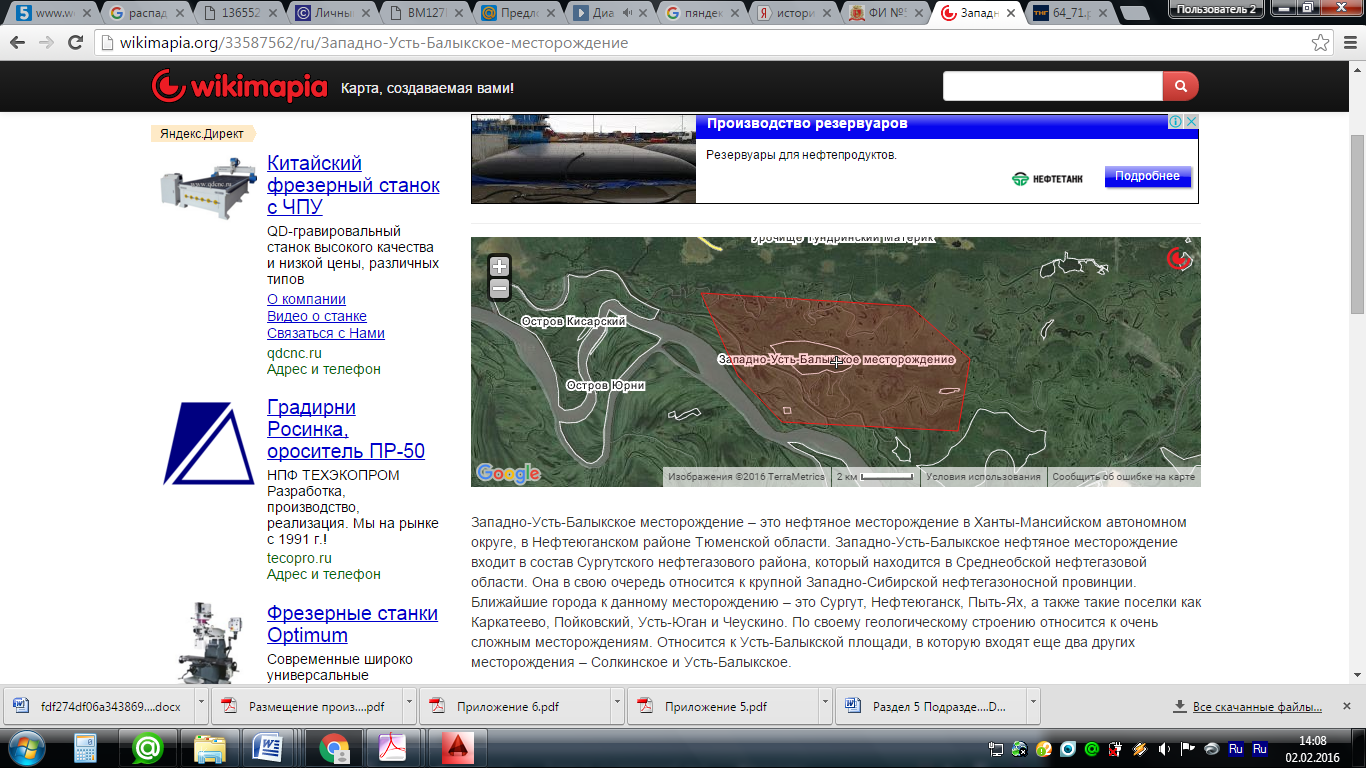


Рисунок 1.1. – Расположение Усть – Балыкского месторождения.

Всего на сегодня в Западной Сибири открыто порядка пятьсот месторождений. По своему геологическому строению данное Усть – Балыкское месторождение относится к очень сложным месторождениям.

Западная Сибирь — страна с достаточно суровым, континентальным климатом. Большая протяженность ее с севера на юг обусловливает отчетливо выраженную зональность климата и значительные различия климатических условий северных и южных частей Западной Сибири, связанные с изменением количества солнечной радиации и характером циркуляции воздушных масс, особенно потоков западного переноса. Южные провинции страны, расположенные в глубине материка, на большом расстоянии от океанов, характеризуются, кроме того, большей континентальностью климата [1].

В холодный период в пределах страны осуществляется взаимодействие двух барических систем: области относительно повышенного атмосферного давления, располагающейся над южной частью равнины, области пониженного давления, которая в первой половине зимы протягивается в виде ложбины исландского барического минимума над Карским морем и северными полуостровами. Зимой преобладают массы континентального воздуха умеренных широт, которые поступают из Восточной Сибири или образуются на месте в результате выхолаживания воздуха над территорией равнины.

В пограничной полосе областей повышенного и пониженного давления нередко проходят циклоны. Особенно часто они повторяются в первой половине зимы. Поэтому погода в приморских провинциях весьма неустойчива; на побережье Ямала и Гыданского полуострова ручаются сильные ветры, скорость которых достигает 35 – 40 м/сек. Температура здесь даже несколько более высокая, чем в соседних лесотундровых провинциях, расположенных между 66 и 69° с. ш. Однако южнее зимние температуры опять постепенно повышаются. В целом же зима характеризуется устойчивыми низкими температурами, оттепелей здесь мало. Минимальные температуры на всей территории Западной Сибири почти одинаковы. Даже вблизи южной границы страны, в Барнауле, бывают морозы до – 50 – 52°, т. е. почти такие же, как на крайнем севере, хотя расстояние между этими пунктами составляет более 2000 км. Весна короткая, сухая и сравнительно холодная; апрель даже в лесоболотной зоне еще не вполне весенний месяц.

В теплое время года над страной устанавливается пониженное давление, а над Северным Ледовитым океаном формируется область более высокого давления. В связи с этим летом преобладают слабые северные или северо – восточные ветры и заметно усиливается роль западного переноса воздуха. В мае происходит быстрое повышение температур, но нередко, при вторжениях арктических масс воздуха, бывают возвраты холодов и заморозки. Наиболее теплый месяц — июль, средняя температура которого  – от 3,6° на острове Белом до 21 – 22° в районе Павлодара. Абсолютный максимум температуры — от 21° на севере (остров Белый) до 40° в крайних южных районах (Рубцовск). Высокие летние температуры в южной половине Западной Сибири объясняются поступлением сюда прогретого континентального воздуха с юга — из Казахстана и Средней Азии. Осень наступает поздно. Еще в сентябре днем стоит теплая погода, но ноябрь даже на юге уже настоящий зимний месяц с морозами до — 20 – 35°.

## Краткая история разработки

Месторождение состоит из 8 залежей. Находится в состоянии падающей добычи после достижения максимальной производительности 1988 года в 4,6 млн тонн. Месторождение нашли высадившиеся за 4 месяца до этого геологоразведчики (бригадир М. И. Ветров), хотя бурение разведочных скважин проводилось с конца 50 – х. В 1962 – м пробурили скважину с небывалым для Тюмени суточным дебитом в 800 тонн.

Обнаружено 16 октября 1961 года, когда на берегу Оби в черте современного Нефтеюганска забил первый нефтяной фонтан. А эксплуатация в пробном режиме по временной технологической цепи (спроектированной ВНИИ нефти) началась с весны 1964 – го. Именно тогда первая партия промышленной нефти была отправлена на Омский НПЗ, после чего появились посёлки нефтяников Мамонтово, Каркатеево, Пойковский, Усть – Юган, Чеускино. Позже был основан город Пыть – Ях. До указанного момента в Сибири качали нефть лишь из Березовского и Шаимского месторождений.

Весной 1964 г. на Тюменском Севере началась пробная эксплуатация нефтяных месторождений. Ее успешное проведение стало основанием для принятия решения о начале промышленной добычи нефти в 1965 г. Факты общеизвестные. Однако одни историки предлагают вести отсчет тюменской нефтедобычи с 1964 г., другие — с 1965 г. В 2014 г. к 50 – летию с начала добычи тюменской нефти посвятили свои публикации областные и городские газеты. А в конце 2014 г. была опубликована статья Г.Ю. Колевой «К вопросу о начале промышленной добычи нефти в Западной Сибири», из которой следует, что правильно отмечать юбилей в 2015 г., когда началась именно промышленная добыча нефти. В связи с этим вопрос: а чем добыча нефти в 1964 г. отличалась от добычи в 1965 г.? Кроме, конечно, объемов: в 1964 г. — 209 тыс. т, в 1965 г. — 900 тыс. т. Цифры 1964 г. скромнее, но разве 209 тыс. т нефти — это не промышленные объемы добычи? Может быть, отличие в особенностях организации добычи? В 1964 г. работали по «временной схеме», а в 1965 г. все было организовано как положено, в соответствии с требованиями «Обязательного минимума подготовительных работ, подлежащих выполнению до начала бурения на разведанной площади»? Документ был подписан председателем Госплана СССР Н.К. Байбаковым и не разрешал строительство скважин на разведанных площадях без осуществления подготовительных работ, включающих водоснабжение, подъездные пути, энергоснабжение и средства связи, материально – техническое обеспечение, жилищные, культурно – бытовые и складские объекты, ремонтно – механические базы [2]. Для того, чтобы разобраться, обратимся к особенностям пробной эксплуатации месторождений в 1964 г. Если рассматривать факты по порядку, то 19 мая 1962 г. Совет Министров СССР в постановлении «О мерах по усилению геологоразведочных работ на нефть и газ в районах Западной Сибири» обязал Совет Министров РСФСР и Министерство геологии и охраны недр СССР обеспечить с 1966 г. организацию промышленной добычи нефти и газа на месторождениях Западной Сибири, с доведением к 1970 г. объема добычи нефти до 5 млн. т в год. Однако подготовка к промышленному освоению тюменских месторождений шла плохо и 4 декабря 1963 г. Совет Министров СССР принял новое постановление: «Об организации подготовительных работ по промышленному освоению открытых нефтяных и газовых месторождений и дальнейшем развитии геологоразведочных работ в Тюменской области». В нем Совету Министров РСФСР поручалось обеспечить в 1964 – 1965 гг. пробную эксплуатацию тюменских месторождений и довести на них добычу нефти в 1964 г. до 100 тыс. т, в 1965 г. — не менее чем до 200 тыс. т и в 1970 г. — до 10 млн. т. Зимой 1964 г. в Тюмени побывала государственная комиссия, которая решила: пробную эксплуатацию месторождений начать в 1964 г. Речь шла именно о пробной эксплуатации. Тюменцы, отстоявшие это право, должны были доказать, что тюменскую нефть можно добывать быстро, дешево и в большом количестве. Руководство работами было возложено на производственное объединение (ПО) «Тюменнефтегаз», созданное в соответствии с постановлением Совета Министров СССР от 4 декабря 1963 г [2]. Его возглавил Арон Маркович Слепян, работавший до переезда в Тюмень управляющим трестом «Туймазабурнефть» в Башкирии. Поскольку история любой организации, как правило, имеет свою предысторию, стоит к ней обратиться и в данном случае. Принято считать, что первыми тюменскими нефтяниками были сотрудники аналитического отдела Тюменского совнархоза (СНХ), созданного 26 января 1961 г. Отделу, в составе начальника Н. Буланкова, главного инженера Е. Голдырева, главного геолога Ю. Фаина, инженеров Т. Кленовой и В. Цыбизова было поручено оперативное руководство Березовским укрупненным газодобывающим промыслом. После объединения Свердловского и Тюменского совнархозов в Средне – Уральский СНХ (1961 г.) они стали сотрудниками отдела нефтяной и газовой промышленности вновь образованного совнархоза. В мае 1963 г., в связи с постановкой новых задач — необходимостью освоения Шаимского, Мегионского и Усть – Балыкского нефтяных месторождений, на базе отдела было создано нефтепромысловое управление (НПУ) «Тюменнефтегаз» (и.о. начальника — Н.Ф. Паничев). При этом новая структура не могла рассчитывать на помощь отдела нефтяной и газовой промышленности СНХ, так как в нем не было ни одного профессионального нефтяника. Первоочередными задачами, которые пришлось решать Тюменскому НПУ, было создание нефтепромысловых управлений в местах нефтедобычи и обеспечение их кадрами. Становление нефтедобывающих предприятий шло трудно. За два месяца после преобразования НПУ «Тюменнефтегаз» в ПО «Тюменнефтегаз» (то есть в январе – феврале 1964 г.) новорожденное объединение так и не смогло подготовить конкретных предложений по организации добычи нефти на месторождениях, развитию буровых работ, завозу оборудования и материалов на промыслы. Ситуация стала меняться только с приездом в Тюмень А.М. Слепяна и вступлением его в должность начальника объединения (в марте 1964 г.) В марте – июле были созданы Усть – Балыкская, Мегионская конторы бурения и Шаимское управление буровых работ. Поскольку в новом нефтедобывающем районе требовались прежде всего опытные специалисты, новый тюменский начальник сделал ставку на земляков. Отток квалифицированных кадров из Башкирии не мог не вызвать негативной реакции республиканского обкома партии. Это понятно — уезжали лучшие из лучших. Башкирским руководителям пришлось смириться с кадровыми потерями. О первом «башкирском десанте» вспоминает В.Н. Коломацкий: «К середине марта 1964 г. в Октябрьском (город в Башкирии — авт.) фактически был сформирован передовой коллектив руководителей и специалистов нового объединения. В Тюмени аппарату вновь созданного объединения пришлось разместиться в кабинетах Дома Советов (так называлось здание Тюменского облисполкома), при этом подчиненные главного геолога Ю.И. Шаевского работали в коридоре, а управляющий геофизическим трестом занимал кабинет того из руководителей, кто уезжал в командировку. Комната в единственной в городе гостинице «Заря», в которой поселился Слепян, одновременно являлась и штабом объединения. Документы свидетельствуют, что в течение нескольких месяцев после создания нефтедобывающих предприятий руководству ПО «Тюменнефтегаз» пришлось заниматься, главным образом, обустройством прибывающих сотрудников. Первые рабочие и служащие прибыли в Тюмень из старых нефтяных районов в марте – мае 1964 г., а всего в течение года предприятия пополнились более чем на восемь тысяч человек. Одновременно со строительством жилья необходимо было строить механические мастерские, электростанции, складские помещения, причалы, а также заниматься погрузкой и разгрузкой прибывающего оборудования. «Время тогда на Шаиме было горячее, — вспоминал позже главный геолог Шаимской нефтеразведочной экспедиции А.Д. Сторожев, — подходили баржи с оборудованием, трубами, техникой, а разгружать их некуда — ни причалов, ни пирсов. Выбирали доступное место для швартовки баржи и подхода разгрузочной техники. Тем же бульдозером прокладывали дорогу, к борту баржи нагромождали грунт, подгоняли трактора, краны и приступали к разгрузке прямо на грунт…». Жилья катастрофически не хватало. Сначала ставились палатки (обычно на двадцать мест), сооружались землянки, строились каркасно – засыпные балки. В них ютилось большинство приезжавших семей. Люди стремились самостоятельно улучшить жилищные условия: днем работали на производстве, а вечером строили индивидуальные засыпные дома. Районы нового промышленного освоения напоминали многолюдный табор: вагончики, палатки, полевые кухни, вечерние костры на берегу реки, тысячи людей, занятых строительством и размещением. Несмотря на принятые на местах меры по обустройству людей, прибывающих в районы нефтедобычи, решить жилищную проблему не удавалось. В выступлении на заседании Средне – Уральского совнархоза (24.09.1964 г.) А.М. Слепян предъявлял серьезные претензии руководству Главсредуралстроя: «Такого отношения строителей к нефтяникам я не встречал в своей жизни — они не ввели ни одного квадратного метра жилья. При этом приезжают к нам с большой помпой, много шумят и ничего не делают». Большинство руководителей, поставленных высшим партийным руководством перед задачей решать производственные проблемы любой ценой в сжатые сроки, считало, что забота о людях — дело второстепенное. Когда в марте 1964 г. контора бурения под руководством ее начальника А.Н. Филимонова начала обживаться на Юганской земле, то буровики за лето 1964 г. получили 69 вагончиков и 42 комплекта кунгов (универсальные автомобильные кузова, использовались под жилье), но не поступило ни одной вагон – столовой, ни одного вагон – магазина, ни одной походной армейской пекарни. О том, как тяжело все начиналось, А.Н. Филимонов написал в 1995 г.: «…Прошло столько лет, а как будто все это было вчера. Пришлось столкнуться с такими трудностями, что бывали моменты, когда хотелось все бросить к чертовой матери и уехать, куда глаза глядят. Кто видел бурового мастера, плачущего в бессилии от комариного гнуса? Кто видел мгновенно провалившийся в болото трактор ДЭТ – 250 и чудом выкарабкивавшегося из лап смерти бульдозериста…? Кто видел, как в сорокоградусный мороз сгорает за 25 минут шестнадцатиквартирный дом, да еще с жертвами?». В условиях организационного становления нефтедобывающих предприятий, порой нехватки и дефицита самого необходимого, объединению «Тюменнефтегаз» пришлось решать главную производственную задачу 1964 г. — добычу первой тюменской нефти. В апреле 1964 г. Тюменское геологическое управление (ТГУ) и ПО «Тюменнефтегаз» провели совещание по вопросу организации пробной эксплуатации Усть – Балыкского и Мегионского месторождений. Обсудив ход подготовительных работ, его участники отметили, что геологическое управление в соответствии с временными схемами развернуло работы по прокладке сборных сетей, монтажу резервуаров и оборудования нефтеналивов. В это же время объединение «Тюменнефтегаз» занималось организацией нефтедобывающих предприятий в районах месторождений. Совещание обязало «Тюменнефтегаз» к 20 мая 1964 г. полностью обеспечить все вводимые в пробную эксплуатацию скважины на Усть – Балыкском и Мегионском месторождениях обслуживающим персоналом. В свою очередь, геологи должны были провести на скважинах комплексные исследовательские работы, по окончании которых «Тюменнефтегаз» обязан был принять скважины и объекты обустройства на баланс. В тяжелых условиях весны – лета 1964 г., когда нефтедобывающие предприятия находились в стадии организации, а предприятия Тюменского геологического управления были «старожилами», уже имевшими обустроенные базы и необходимые кадры, осуществление пробной эксплуатации стало их общей задачей. «Сегодня стало как бы правдой, что «черное золото» добывали нефтяники, — пишет легендарный геолог Ф.К. Салманов. — Я не хочу умалять их роли, но и нашу умалять не надо: первую добычу нефти в течение двух лет вели именно геологи, своими силами». Судя по докладной записке начальника объединения «Тюменнефтегаз» А.М. Слепяна председателю Средне – Уральского СНХ В.В. Кротову, нефтяники «совместно с Тюменским территориальным геологическим управлением» приступили к пробной эксплуатации Усть – Балыкского, Мегионского и Шаимского месторождений в мае 1964 г. Обустройство промыслов проводилось по временным схемам. Нефть очищали в сепарационных установках, сжигая попутный газ. Добычу и бурение вели при значительном дефиците оборудования, инструмента и запчастей. При отсутствии трубопровода транспорт нефти был организован нефтеналивными баржами на Омский нефтеперерабатывающий завод (НПЗ). 23 мая 1964 г. в 12 часов под погрузку встал нефтеналивной танкер № 652. Он открыл первую в истории Сибири нефтяную навигацию. 6 июня 1964 г. на первой странице газеты «Тюменская правда» появилась заметка «Ты слышишь, Север? Твоя нефть — в Омске!», сообщившая о том, что 4 июня к причалу Омского НПЗ прибыл танкер № 652 под командованием Константина Третьякова с первой шаимской нефтью, а на следующий день здесь пришвартовался пароход «Капитан» под командованием Николая Лунина, который привел из Нефтеюганска баржу с усть – балыкской нефтью. Понимая историческую значимость момента, начальник объединения «Тюменнефтегаз» А.М. Слепян лично встречал первые баржи, а вечером с начальником ТГУ Ю.Г. Эрвье они были приглашены на пресс – конференцию в студию Омского телевидения. В 1964 г. вместо плановых 100 тыс. т страна получила 209 тыс. т нефти. Успешно проведенная пробная эксплуатация месторождений стала еще одним весомым аргументом в пользу создания в Тюмени структуры более высокого статуса — нефтяного Главка. Вопросы организационной структуры нефтегазодобывающих и строительных предприятий Западной Сибири широко обсуждались в начале 1960 – х гг. Одни считали, что в Тюменской области надо образовать совнархоз, который должен специализироваться только на производстве нефти и газа. Другие предлагали образовать в Тюмени самостоятельное Министерство нефтяной и газовой промышленности. Третьи обосновывали целесообразность нефтегазодобывающих объединений, в первую очередь в Тюмени, а затем, по мере наращивания работ, в местах нефтедобычи. Тюменские руководители настаивали на создании нефтяного Главка, тем более, что пример показали партнеры нефтяников — нефтегазостроители, у которых свой Главк (Главтюмен – нефтегазстрой) появился в феврале 1965 г. «Тюменнефтегазу» «в тех организационных условиях очень сложно было решать многие вопросы, ибо возможности объединения действовать самостоятельно были сильно «зажаты» московскими главками. И потребовалась структура совершенно иного порядка, более высокого уровня…», — вспоминал позже первый секретарь Тюменского обкома КПСС (в 1973–1990 гг.) Г.П. Богомяков. Необходимость новой структуры была обусловлена и появлением в Тюмени подразделений многих министерств, с которыми нефтяникам надо было согласовывать свои действия. В июне 1965 г. председатель Совета Министров СССР А.Н. Косыгин принял предложение Тюменского обкома КПСС об организации Главного Тюменского производственного управления по нефтяной и газовой промышленности (Главтюменнефтегаза) с непосредственным подчинением его Совету народного хозяйства РСФСР. 12 июня 1965 г. было принято соответствующее постановление Совета Министров СССР. Начальником Главка был назначен Виктор Иванович Муравленко, более 20 лет отдавший развитию нефтяной промышленности Куйбышевской области и в 1962–1965 гг. руководивший управлением по добыче нефти и газа Средне – Волжского совнархоза. Объединение «Тюменнефтегаз», переданное Средне – Уральским СНХ в ведение Главтюменнефтегаза, перевели в Сургут для оперативного руководства действовавшими нефтепромыслами Среднего Приобья. А Слепян стал заместителем Муравленко. Так получилось, что трудности организационного становления нефтяной отрасли в регионе легли на плечи одного руководителя, а возглавить Главк предложили другому человеку. Нисколько не оспаривая и не умаляя заслуг В.И. Муравленко в истории Главтюменнефтегаза, стоит отметить, что к первым победам тюменских нефтяников самое непосредственное отношение имел начальник ПО «Тюменнефтегаз» А.М. Слепян. Последующая славная история Главка отодвинула в тень «скромные (в плане объемов добытой нефти) достижения 1964–1965 гг. Таким образом, добыча нефти в 1964 г. имела, как видно из текста, свои особенности, но нельзя отрицать, что она велась в промышленных масштабах. Что касается неподготовленности РНПО к началу нефтедобычи, то это характерная черта не только 1964 г., но и последующих лет. Нигде, ни в одном нефтегазодобывающем районе «Обязательный минимум» Байбакова не выполнялся. В результате — многочисленные трагедии в быту и на производстве. Будем помнить, — пишет югорский краевед В. Патранова, — что «цена нефти, особенно на первых порах, была оплачена в том числе и кровью…». Люди горели в типовых щитовых домах, годных для средней полосы, но не предназначенных для Севера и обогревавшихся электроплитками или так называемыми «козлами» (самодельными печками – времянками) — отсюда частые пожары, тонули в болотах, замерзали на маршрутах, «сгорали» от водки, гибли во время аварий на месторождениях и в производственных цехах. Не только из – за личной неосторожности, но и из – за пренебрежения руководителей к условиям жизни и труда людей. 13 августа 1973 г. на центральном товарном парке (ЦТП) нефтегазодобывающего управления (НГДУ) «Нижневартовскнефть» произошел взрыв. Погибли 13 человек. Авария произошла из – за того, что ЦТП, спешно сооруженный и сданный по временной схеме в 1969 г., не отвечал необходимым пожарным требованиям, не был готов принять хлынувший поток самотлорской нефти. Как вспоминал ветеран предприятия Михаил Иванович Марков, на суде, который проходил в Тюмени, прокурор обвинил его, начальника южного узла товарного парка: «Вы подвергали людей опасности», на что Марков, по его словам, ответил: «Я никого не подвергал. Подвергали меня вместе с рабочими» — «Кто?» — «Все. Начиная от начальника главка и кончая министром». В 1970 г. на сессии Нефтеюганского горсовета депутатам было доложено о зарегистрированной 500 – й смерти и… лишь о двух кончинах — своей естественной смертью…». Жизнь и работа «по временной схеме» обернулась человеческими жертвами. Подведем итог. Первое: период пробной эксплуатации имел свои особенности. Это участие в нефтедобыче геологов, но, прежде всего, работа «по временной схеме», без должной подготовки к эксплуатации месторождений. Однако «Обязательный минимум» не соблюдался и в последующие годы. Второе: эксплуатация была пробной, но добыча велась в промышленном масштабе. Поэтому, на наш взгляд, неверно противопоставлять 1964 г. 1965 – му. Если не играть в слова, а опираться на факты, то начало тюменской нефтедобычи, как ее ни назови, — всетаки 1964 г.

# Глава 2 Геологическая часть

## Стратиграфия

Ханты – Мансийский автономный округ характеризуется большим количеством нефтяных и газовых месторождений. Несмотря на единую территориальную приуроченность месторождений, они существенно отличаются геологическим строением и, как следствие, продуктивными пластами. С чем связаны эти отличия, каким образом сказываются они на нефтепродуктивность отложений? Для ответа на этот вопрос рассмотрим два месторождения, приуроченных к Сургутскому своду – Омбинское и Усть – Балыкское.

В административном отношении оба месторождения находятся на территории Сургутского района Ханты – Мансийского автономного округа Тюменской области. Усть – Балыкское и Омбинское месторождения в геологическом отношении представлены алевролитами, песчаниками и аргиллитами мезозой – кайнозойского возраста. Несмотря на то, что оба месторождения приурочены к Сургутскому своду, они относятся к разным тектоническим структурам. Для Усть – Балыкского месторождения характерны положительные структуры (Усть – Балыкское и Солкинское поднятия) и амплитуда поднятий уменьшается, а для Омбинского месторождения характерны как отрицательные тектонические структуры, так и положительные (Юганская впадина, Пимский вал) [3].

На Усть – Балыкском месторождении продуктивные нефтяные отложения вскрываются на глубине –2430 м (рис. 2.1) и представлены алевролитами валанжинского возраста (пласт БС10), на Омбинском месторождении (рис. 2.2) – на глубине –2934 м нефтегазоносные толщи ааленбатского возраста (пласт ЮС2). На глубины залегания горизонтов Сургутского свода, залегающих стратиграфически выше неокомских отложений, оказали влияние процессы седиментогенеза.

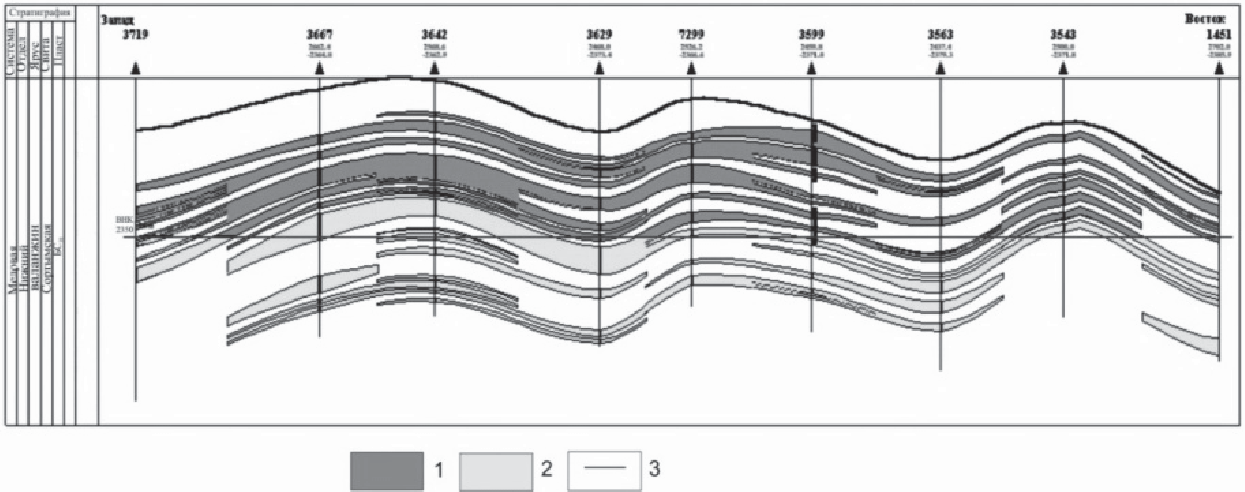


Рис. 2.1. – Геологический разрез пласта БС10 Усть – Балыкского месторождения по линии скважин 3719–1451.

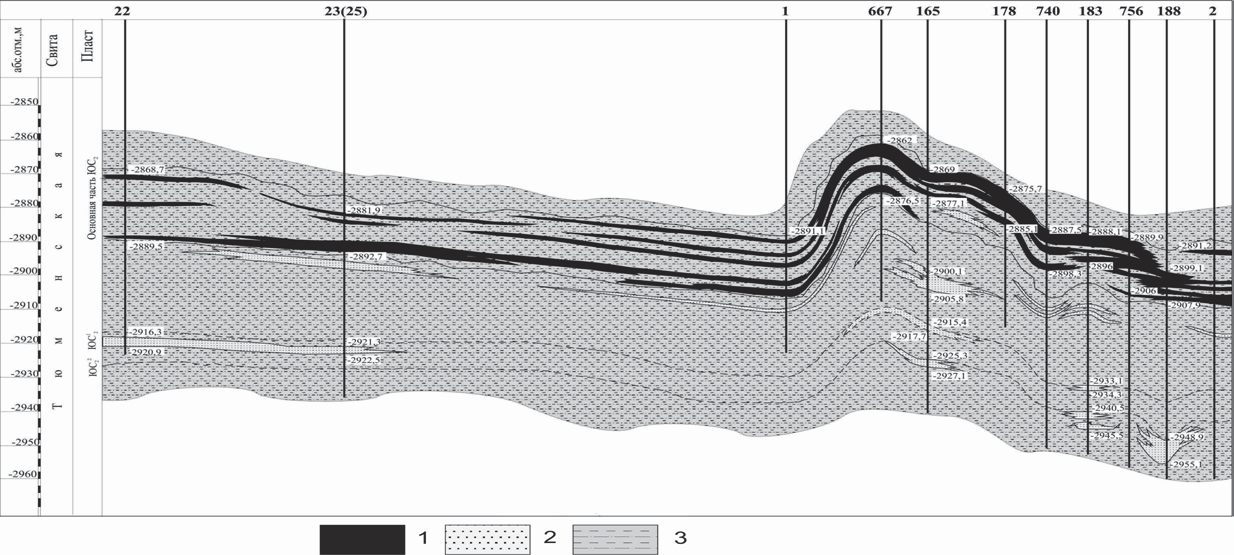
1 – нефть, 2 – вода, 3 – положение ВНК.

Рис. 2.2. – Геологический разрез горизонта ЮС2 по линии скважин 22, 23(25), 1, 667, 165, 178, 740, 183, 756, 188, 2.

1– нефтенасыщенные породы, 2 – водонасыщенные породы, 3 – глины, алевролиты.

На продуктивность пласта существенное влияние оказывает строение залежи [1], для образования которой, кроме пород – коллекторов и непроницаемых покрышек (глин) над ними, необходимо наличие благоприятных структур. Месторождения определяются одинаковым типом коллектора – поровым терригенным, но они имеют разные типы залежи. Усть – Балыкское месторождение представлено пластовой сводовой залежью, которая формируется в сводовой части локальной структуры (Солкинское и Усть – Балыкское поднятие). Для Омбинского месторождения характерна литологически ограниченная залежь, она приурочена к песчаным образованиям ископаемых русел палеорек. В этом случае породы – коллектора окружены со всех сторон плохо проницаемыми отложениями. Следует отметить, что по характеристикам строения залежи Усть – Балыкского месторождения созданы благоприятные условия для миграции нефти, следовательно, это влияет на нефтепродуктивность пласта.

## Тектоника

Условия осадконакопления оказывают влияние на фильтрационно – емкостные свойства горных пород. Например, несмотря на одинаковую пористость продуктивных пластов на обоих месторождениях (21%), проницаемость пород разная. Для Усть – Балыкского месторождения характерна проницаемость пород 70.10 – 3 мкм2 (табл. 1). Омбинское месторождение сложено низкопроницаемыми породами (6,8×10 – 3 мкм2). Следовательно, нефтепродуктивность пласта Усть – Балыкского месторождения будет выше, чем нефтепродуктивность Омбинского месторождения (табл. 2.1). Важно знать, как и в какое время формировались продуктивные пласты.

В период накопления отложений валанжинкого возраста произошло некоторое обмеление морского бассейна и усиление тектонической активности в областях сноса.

Таблица 2.1. – Сравнительная характеристика месторождений.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Месторождение | Продуктивный пласт | Глубина залегания, м | ФЕС | | Литологическая характеристика |
| Коэффициент пористости,% | Коэффициент проницаемости, мкм2 |
| Усть – Балыкское | БС10 | – 2430 | 21 | 70.10 – 3 | Алевролиты, песчаники, глины |
| Омбинское | ЮС2 | – 2934 | 6,8×10 – 3 |

Пласты группы БС в процессе накопления с запада на восток захватывают все три зоны [2]: прибрежную равнину (прибрежные и прибрежно – морские фации), шельф (морские фации), материковый склон и подножье (глубоководно – морские фации).

Продуктивным пластом Омбинского месторождения представлен ЮС2плинсбахско – тоарского возраста. В это время происходило углубление бассейна. В конце тоарского времени отмечается некоторое его обмеление и опреснение. Затем зона мелководного опресненного бассейна сократилась. Появилась область мелкого открытого моря. В условиях последнего получили развитие палеобиоценозы агглютинированных фораминифер с грубозернистой стенкой раковин. На Омбинском месторождении в юре отмечаются преимущественно континентальные палеоландшафты, мощное угленакопление, резкая литолого – фациальная изменчивость разрезов. Эти особенности обусловлены влиянием глобальных трансгрессий [2].

Таким образом, по всем вышеперечисленным показателям можно предположить, что нефтегазоносность зависит от условий формирования продуктивных отложений. Морские фации, включая шельфовую часть бассейна обогащены углеводородами в большей степени, чем отложения континентальных палеоландшафтов.

## Нефтегазоносность

С точки зрения нефтегазоносности в настоящее время мезозойский гидрогеологический бассейн Западно – Сибирского мегабассейна (ЗСМБ) представляет наибольший интерес. С ним связаны: продуктивные на нефть неокомский и юрский гидрогеологические комплексы; подземные воды апталъбсеноманскоrо гидрогеологического комплекса широко используются на нефтепромыслах Широтного Приобья в целях снабжения систем поддержания пластового давления при интенсификации добычи углеводородного сырья и в качестве поглощающего горизонта для закачки излишков подтоварных вод. Мезозойский бассейн на большей части территории Западной Сибири надежно изолирован от техногенного воздействия на природную среду (кайнозойского бассейна) глинами туронэоценового возраста толщиной ДО 750 М. Усть – Балыкское месторождение расположено во внутренней гидрогеологической зоне (элизионная литостатическая система) ЗСМБ, для которого характерна инверсия вертикальной гидрогеологической зональности.

## Характеристика продуктивных пластов БС10 и БС11

Согласно тектонической карте Западно – Усть – Балыкскогое месторождение разделено на две части: восточная часть участка входит в состав Сургутского свода, являющегося структурой I порядка, в пределах Усть – Балык – Мамонтовского вала, а западная часть попадает в Тундринскую котловину, которая раскрывается в северном направлении. С южной части на границе участка располагается Малобалыкская мегаседловина, с западной ее стороны находится Салымский мосел.

Основным продуктивным объектом является пласт , выделяемый в составе горизонта . Особенность строения группы пластов является клиноформный характер развития отложений, которые представляют собой изохронно не связанную систему песчаных тел, с различной степенью глинизации, позиционно, «внахлест» продолжающих друг друга в сторону отступающего моря, образуя, таким образом, регрессивный песчаный покров. По результатам ранее выполненных сейсморазведочных работ установлено, что клиноформы на месторождении имеют субмеридиональную направленность, то есть при корреляции их можно проследить только по разрезам, построенным с юго – востока на северо – запад. Пласт относится к Покачевской клиноформе сортымской свиты раннемелового возраста.

С целью выявления особенностей геологического строения и закономерностей распространения коллекторов проведена корреляция продуктивного пласта , построены карты эффективных нефтесодержащих толщин, распределения средних значений пористости. Все исследования проведены с использованием программного обеспечения Prime и Petrel. ПО Prime – это интегрированная система, позволяющая собирать, обрабатывать и хранить геолого – геофизические данные для нефтегазовой отрасли. В ПО Petrel осуществляется построение геологических моделей, создание схем корреляции, различных геологических карт.

Первым этапом исследований являлось проведение корреляции разрезов скважин (рис.2.3).

За репер была принята подошва чеускинской глинистой пачки, которая хорошо выдержана по мощности (30 – 45 м) и обладает индивидуальной геофизической характеристикой, то есть хорошо выделяется по ГИС высоким значениям ГК и низким значениям НГТ. Мощность пласта меняется от 14 м скважине 134 до 61 м в скважине 24 и закономерно увеличивается в направлении с СЗ на ЮВ. По литологическому составу пласт неоднороден и представлен переслаиванием песчаников от мелко – до крупнозернистых с глинистыми и алеврито – глинистыми прослоями.

К подошве чеускинских глин приурочен отражающий сейсмический горизонт , совпадающий с поверхностью кровли . Для построения структурной карты по кровле пласта в ПО Petrel использовался сейсмический GRID по горизонту ,. Далее эта поверхность была увязана с данными по скважинам, полученным в ходе корреляции. Согласно полученной структурной карте по кровле Усть – Балыкское поднятие представляет собой структуру изометричной формы, выделяющуюся на пологом терассовидном склоне, который погружается с северо – востока на юго – запад.

В результате проведенных геолого – геофизических работ на изучаемой площади установлены границы литологического выклинивания коллекторов, поэтому на месторождении выделяются три залежи пласта .

Для выделения и хараетеристики коллекторов проведена интерпретация ГИС в ПО Prime. Коэффициент пористости рассчитывался по кривой ГК, т.к., в ряде скважин кривая ПС отсутствует, либо бурение проводилось на соленом (полимерном) растворе.



Рис 2.3. – Схема корреляции по направлению с СЗ на ЮВ по линии скважин 136 – 139 – 171 – 210L – 41.

Интерпретация осуществлялась по двойному разностному параметру, который равен отношению:

где – двойной разностный параметр;

J – текущее значение ГК, гамма;

– минимальное значение ГК, гамма;

– максимальное значение ГК, гамма.

За предел колектора принято значение пористости 15,8%. По граничным значениям выделялись коллекторы и непроницаемые пропластки.

Для отложенийнр пласта . Была построена карта эффективных толщин (рис.2.4) с учетом линий выклинивания коллектора, за пределами которой эффективная толщина равна нулю.

Согласно проведенным пострениям эффективная мощности пласта меняется от 0 м до 56,5 м, достигая своих максимальных значений в центре каждой залежи. Для южной залежи эти значения равны 56,5 м, для средней – 37,38 м, для северной – 50,34 м. Однако для достоверной оценки мощностей средней залежи необходимо иметь больше фактических данных по площади, в.т.ч. бурение дополнительных скважин.

На основе полученной карты эффективных толщин, построена карта нефтенасыщенных толщин (рис.2.5).

Абсолютная отметка ВНК принята на уровне – 2471 м на основе данных ГИС, данных опробирования, перфорации и разработки пласта в первые месяцы работы. Нефтенасыщенная мощность пласта меняется от0 до 56,5 м. В южной залежи эффективная нефтенасыщенная мощность пласта совпадает с эффективной, а в северной и средней залежи составляет 50,26 м и 37,48 м соответтсвенно. Залежи по типу литологически экранированные.



Рис.2.4. – Карта эффективных толщин. Рис.2.5. – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин.

Северная залежь имеет площадь 54,0 км2, средняя и южная – 30,7 и 19,4 км2 соответственно. Максимальная высота залежи достигает 61 м.

Для характеристики емкостных свойств коллекторов была построена карта распределения средних значений пористости (рис.2.6). Максимальные значения отмечаются в купольной части залежей, где достигают 18,6% и уменьшаются к линиям выклинивания до 15,8%. В целом по всем трем залежам значения пористости распределены равномерно и характеризуются высокими ЕС.



Рис.2.6. – Карта средних значений пористости.

Из рассмотренных характеристик можно сделать вывод:

Формирование отложений связано с обстановками мелководного шельфа, в которос формируются линзообразно – выпуклые ассиметричные тела, для которых характерно переслаивание песчаных и непроницаемых глинистых и глинисто – алевритовых пород.

Увеличение общих толщин происходит в направлении с северо – запада на юго – восток.

Эффективная мощность пласта меняется от 0 м до 56,5 м. Уровень DYR принят на отметке – 2471 м.

В пределах месторождения выделены 3 литологически экранированные залежи.

Все залежи характеризуются высокими значениями пористости, что по классификации А.А.Ханина позволяет их отнести к III классу коллектора.

## ФЕС объекта

На месторождении была проведена статистическая обработка результатов анализов проб воды по аптальбсеноманскому, неокомскому и юрскому гидрогеологическим комплексам исследуемого месторождения. Снижение минерализации наблюдается с глубиной от 22,0 г/л в апталъбсеноманском комплексе до 10,0 г/л в юрском, происходит уменьшение содержания каль­ций – иона и возрастание гидрокарбонатиона, соответственно, а также смена хлоркалъциевого гидрокарбонатно – натриевым типом вод (по В.А. Сулину). Апталъб – сеноманский гидрогеологический комплекс представлен сложным переслаиванием уплотненных песков, песчаников, алевролитов и глин покурской свиты, мощностью порядка 800 м. В нижней части разреза развиты глинистые отложения чернореченской толщи и алымской свиты, суммарной мощностью до 300 м, надежно изолирующие резервуар от нижележащего неокомского гидрогеологического комплекса. Ввиду маломощности коллекторов и их низких филътрационно – емкостных характеристик, отложения. чернореченской толщи и алымской свиты не входят в состав агпалъбсеноманского геологического комплекса. Средневзвешенные значения водопроводимОС11f песчаников по разведочным скважинам составляют 263,8 м.2/сут, коэффициента пьезопроводность 5,94\*10s ·t.2/сут. В районе работ отметки пьезометрического уровень по состоянию на 2002 г.) СОСТ8В.1W111 порядка 50 – 55 м, водопроводимости – 250 – 300 ,С/сут. В разрезе мегабассейна комплекс характеризуется самой высокой водообмьностью по данным журналов откачек из скважин Усть – Балыкского месторождения в интервале залегания аптальб – сеноманского комплекса дебиты притоков пластовой воды составили 575 – 3585 м3tсут. По составу воды хлоридные натриевые, хлор­ калъциевого типа по В.А. Сулину, минерализация изменяется на месторождении – от 16,4 до 19,5 г/л. По водородному показывает, что воды нейтральные от слабокислых до слабощелочных (рН=6,О – 8,5). Коэффициент метаморфизации гNa/гCI изменяется от 0,87 до 0,98. Плотность подземных вод обычно составляет 1,001 – 1,012 г/см • Пластовые воды характеризуются повышенным содержанием йода 6,8 – 22,9 мг/ли брома – 43,3 – 57,4 мг/л, что характерно для Западной Сибири. Подземные воды комплекса насыщены в основном метаном. В региональном плане район работ относится к зоне неупорядоченного изменения газонасыщенности вод, где ее величина составляет 1,0 – 1,5 мз/мз. Температура подземных вод возрастает с глубиной, в кровле покурской свиты изменяется от +27,4 до +31,0 °С, в кровле чернореченской толщи от +52 до +55 °С, кровле алымской свиты – от +53,2 до +58,8 °С. Неокомский гидрогеологический комплекс формируется в отложениях сангопайской, усть – балыкской и сортымской свит, представленных песчаниками и алевролитами, чередующихся в сложном сочетании с аргиллитоподобными глинами общая мощность которых порядка 900 м. Строение комплекса осложнено развитием субрегиональных водоупоров (пимской, сармановской, чеускинской и покачевской глинистых пачек). Коллекторские свойства водовмещающих пород на изучаемом месторождении в интервале продуктивных отложений пористость составляет от 20,0 до 24,0 %, проницаемость – 55 – 500 мД, в нижней части сортымской свиты (проницаемость – 15 мД. На начальных этапах разработки месторождения, воды комплекса высоконапорные. Водообильность неоднозначная, зависит от степени глинизации отложений. По данным 1961 – 1983 гг., на Усть­ – Балыкском месторождении через Н:КТ 73 мм были . получены переливы пластовой воды из отложений усть – балыкской (3,6 – 264,0 /сут) и сортымской (1,0 – 6,0 /сут) свит. Дебиты непереливающвх притоков в скважинах, обсаженных эксплуатационной колонной, рассчитаны при испытании скважин, изменялись от 0,7 до 31,2 м.3/сут при средних динамических уровнях 402 и 450 м, соответственно. Водообильность отложений ачимовской толщи слабая, при испытании разведочных скважин дебиты изменялись от 1,5 до 12,6 /сут при среднединамических уровнях 1164 и 299 м, соответственно. В разрезе неокомских отложений в районе изучаемого месторождения наблюдается развитие латеральной и вертикальной гидрохимической инверсии, что проявляется в одновременном присутствии в разных пластах гидрокарбонато – натриевого и хлоркалъциевого типов вод. В отдельных скважинах встречаются хлормагниевые воды, что характерно для «переходной» зоны вод. Коэффициент метаморфизации гNa/гCl от 0,95 до 1,14, водородный показатель (рН) варьирует от 6,2 до 8,8; плотность вод – 1,005 – 1,014 г/см. Подземные воды, заключенные в отложениях сан­гопайской свиты, хлоркалъциевого типа (по В.А. Супину) с минерализацией 15,9 – 20,8 г/л; в отложениях усть – балыкской и сортымской свит – преимущественно хлоркальциевого (реже хлормаnmевого) типа с минерализацией 10,7 – 19,4 г/л и 14,2 – 19,7 г/л, соответственно. В пробах, отобранных из нижней части устьбалыкской свиты воды гидрокарбонатонатриевого типа с минерализацией 12,6 – 17,1 г/л. Аналогичные воды встречаются в отложениях сортымской свиты их минерализация равна 11,2 – 16,2 г/л. Из микрокомпонентов определены: йод в количе­стве 6,0 – 24,8 мг/л, бром – 21,4 – 63,4 мг/л, бор – 1,3 – 18,1 мг/л. Водорастворенный газ метанового состава. Значе­ния газонасыщенности в единичных скважинах составляют 1,42 – 1,44 /м. Температура пластовых вод в рассматриваемом районе при точечных замерах при испытании разведочных скважин увеличивается с глубиной от 60 – 76 °С в отложениях сангопайской и устъ – балыкской свиты до 73 – 79 °С в отложениях сортымской свиты. Гидрогеологические комплексы верхнеюрских и нижнесреднеюрских отложений, залегающие в основании мезозойского гидрогеологического бассейна, в пределах Устъ – Балыкского участка охарактеризованы крайне ограниченно. Породы комплекса характеризуются низкими фильтрационными свойствами: открытая пористость составляет 15% (редко 20 % ), проницаемость не превышает 10 – 20 мД. Водообилъность отложений юрского комплекса невысокая и зависит от мощности и коллекторских свойств пород. На Усть – Балыкском месторождении при испытании юрских отложений дебит пластовой воды в скважине 2001 составил 3,3 м3/сут при депрессии 10,2МПа, а дебиты смеси изменяются от 0,63 до 28,0 м3/сут, в скв. 234р Усть – Балыкской из отложений тюменской свиты получены переливающие притоки дебитом 2,4 – 5,7 /сут. По химическому составу воды гидрокарбонатно­ натриевого типа (по В.А.Сулину) с минерализацией 10,3 – 12,6 г/л.

**Глава 3 Сведения о разработке**

* 1. **Проектные решения разработки**

Семь скважин Усть – Балыка и Мегиона дали за лето 134 тысячи тонн нефти. 1 апреля 1965 года был создан нефтепромысел №2 (ныне ЦДНГ – 1). Возглавил его Н.Е. Дурасов, старшим инженером стал В.Н. Пыриков.

27 мая 1965 года скважина №160 дала первую нефть Западного Сур – гута. Всего до конца года на месторождении было добыто 101 990 тонн нефти.

1 апреля 1968 года был организован цех поддержания пластового давления. А через год – 1 марта 1969 года – ЦППН. Введена в работу первая термохимическая установка с печами, сконструированными специалистами НГДУ «Сургутнефть».

5 августа 1971 года на Западно – Сургутском месторождении была добыта 10 – миллионная тонна нефти с начала его эксплуатации. В сентябре введён напорный газопровод, проложенный от месторождения до Сургутской ГРЭС, и газораспределительная станция. Под занавес 1972 года НГДУ «Сургутнефть» было удостоено чести именоваться Сургутским НГДУ имени 50 – летия СССР.

* 1. **Контроль за разработкой месторождения**

При проведении ГРП рабочая жидкость и проппант закачиваются через НКТ и перфорационные отверстия относительно небольшого диаметра в некоторые десятки футов порового пространства. Продуктивный интервал обычно находится на глубине 1 – 2 мили (иногда 3 – 4) от земной поверхности. При проведении ГРП обычно производятся замеры только устьевого давления в реальном времени.

При анализе ГРП его многочисленные параметры и переменные полезно разделять на две категории: факторы, которые мы можем контролировать, и факторы, которые мы не можем контролировать (см. таблицу 14). Факторы, которые мы можем контролировать, относятся к физическому планированию операции с учетом ее объема, типа жидкости, типа проппанта и его концентрации и т.д. и конструкции скважины (размер НКТ, плотность и фазировка перфорационных отверстий, тип пакера и т.д.).

Те факторы, которые мы не можем контролировать, касаются пласта и его характеристик. Например, глубина пласта, его мощность, проницаемость, температура и т.д. рассматриваются при дизайне ГРП как фиксированные параметры.

Таблица 3.1. – Сравнение контролируемых и неконтролируемых факторов при дизайне ГРП.

|  |  |
| --- | --- |
| Контролируемые факторы | Неконтролируемые факторы |
| * жидкость разрыва   + вязкость   + мгновенные потери жидкости в пласт   + скорость фильтрации жидкости в пласт * проппант * скорость закачки * объем закачки * конструкция / оборудование   + перфорированный интервал   + модель перфорации   + размер труб   + конфигурация устья | * проницаемость пласта * пористость пласта * тип горных пород * общая высота трещины * отношение высоты трещины к мощности пласта * напряжения горных пород * свойства горных пород   + модуль Юнга   + коэффициент Пуассона   + пластичность пород   + предел прочности на разрыв * свойства пластовых флюидов   + сжимаемость   + вязкость   + физико – химические свойства |

* 1. **Эффективность применения методов повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти**
     1. **Методы увеличения нефтеотдачи**

Часто бывает необходимым увеличение продуктивности (приемистости) скважины. Почти каждая скважина может быть рассмотрена как кандидат для воздействия. Существует широкий спектр методов и способов удаления загрязнения призабойной зоны пласта и улучшения притока углеводородов к скважине. Так как операции по воздействию на пласт могут быть очень дорогими, а результаты непродолжительными, то экономическая эффективность всегда очень важна. С другой стороны, воздействие на пласт может быть использовано как эффективный инструмент для интенсивного улучшения техничко – экономических показателей работы скважины.

Существуют три основных типа воздействия на пласт:

* перфорирование;
* кислотная обработка;
* гидравлический разрыв пласта.

Перфорирование. В последние годы был достигнут значительный прогресс в технологии перфорирования. Так как существует определенное количество мероприятий, предназначенных для установления хорошего сообщения между скважиной и пластом, перфорирование было классифицировано одним из методов воздействия на пласт.

Кислотная обработка является одним из методов воздействия на пласт, который может быть одновременно использован как в песчаных, так и в карбонатных коллекторах. Кислотная обработка песчаных коллекторов включает в себя использование химически активной кислоты, способной растворить мелкие частицы и загрязнение призабойной зоны для восстановления проницаемости пласта. Карбонатные коллекторы могут быть подвержены воздействию, как кислотной обработки, так и кислотного разрыва пласта. При кислотной обработке в пласт закачивается небольшое количество кислоты при давлении ниже давления развития трещины для удаления загрязнения призабойной зоны и восстановления первоначальной проницаемости. Кислотный разрыв представляет собой закачку кислоты в пласт на большой скорости и при давлении, превышающем давление разрыва пород с целью создания стабильных высокопроницаемых трещин.

Гидравлический разрыв пласта – ГРП используется в качестве метода воздействия на пласт с конца 1940 – х годов. ГРП нашел широкое применение и каждый день успешно используется для увеличения добычи из пласта (как в карбонатных, так и в песчаных коллекторах). ГРП рассматривается как более обширный метод воздействия на пласт по сравнению с применением кислотной обработки. Во всех операциях по ГРП используются инертные гели и проппант (для создания высокопроводящей трещины), также доступны способы с использованием кислоты для создания эффективных вытравленных трещин. Другие подробности, касающиеся ГРП, будут рассмотрены во время обсуждения кислотного ГРП в секции кислотной обработки карбонатных коллекторов.

Оптимизация воздействия на пласт включают в себя следующие этапы:

* определение потенциала скважины;
* определение текущих условий в скважине;
* адаптация метода воздействия на пласт к текущим условиям.

Определение потенциала скважины – Выбор кандидатов для воздействия должен быть основан на величине потенциала, который можно достичь. Зачастую кислотная обработка используется как попытка инициировать добычу из пласта или как попытка оживить старые скважины без определения причин их низкой продуктивности. Низкий потенциал скважины не может быть увеличен с помощью воздействия на пласт. Недостаток знаний, касающийся пропускной способности пласта kh и степени загрязнения породы, сильно затрудняет интерпретацию проведенной операции по воздействию на пласт, даже если скважина показывает удовлетворительный приток.

Следовательно, перед дизайном операции рекомендуется произвести обзор как можно большего количества данных. ГДИС, каротаж и практический опыт являются бесценной информацией для обеспечения успеха операции.

Низкая проницаемость пласта – Зачастую для обеспечения экономически обоснованных дебитов низкопроницаемого пласта необходима его обработка. Очень важно знать проницаемость пласта, так как успех операции может быть ограничен слишком низкой ее величиной.

Термин «низкая» проницаемость неконкретен, поэтому должен быть определен. В данном курсе низкая проницаемость будет определяться исходя из:

Проницаемости «плотного газа» < 0.10 md;

Низкой проницаемости для газа < 1.0 md;

Низкой проницаемости для нефти < 5 md.

Также необходимо подчеркнуть, что производительность скважины зависит от пластового давления (необходимо поступление углеводородов из пласта к скважине), как в прочем и от пропускной способности kh.

Управление разработкой.

Применение методов воздействия на пласт может быть использовано для повышения эффективности управления разработкой. В таком случае даже лучшие скважины могут быть рассмотрены как кандидаты для воздействия, так как управление разработкой включает в себя выработку запасов на всем месторождении.

Применение методов воздействия на пласт может быть использовано для повышения эффективности управления разработкой за счет:

* увеличения продуктивности скважины. Повышение продуктивности от скважины к скважине может увеличить общий уровень добычи. Увеличение продуктивности отдельных скважин может снизить срок разработки и обеспечить извлечение большего объема углеводородов за меньший промежуток времени (снижение общей стоимости проекта);
* поддержания добычи на текущем уровне. Высокодебитные скважины могут давать нефть без применения методов воздействия на пласт. Так или иначе, воздействие на пласт (создание отрицательного скин – фактора) позволит скважинам давать тот же объем пластовой жидкости при меньших депрессиях. Проведение операций по воздействию на пласт в нескольких скважинах может увеличить продуктивность каждой скважины настолько, что потребуется меньшее количество скважин для обеспечения желаемого уровня добычи;
* снижения потерь давления за счет турбулентного течения (отклонение от закона Дарси) – Как уже упоминалось, турбулентное течение в высокодебитных газовых скважинах может создать положительный скин – фактор, который может быть устранен с помощью воздействия на пласт. Стимулирование таких скважин позволяет снизить депрессию, что помогает отсрочить проблемы с выпадением конденсата в газовых скважинах;
* оптимизации добычи из нескольких пластов. Воздействие на пласт может быть применено избирательно в скважинах, добывающих из нескольких интервалов с проницаемостями k1, k2, k3. Такое воздействие может облегчить эксплуатацию различных интервалов без продления срока проекта вследствие ожидания добычи из низкопроницаемых интервалов (при упавшем пластовом давлении).

Экономическая значимость воздействия на пласт.

Воздействие на пласт всегда затрагивает следующие экономические факторы:

* окупаемость затрат на операцию. Результаты, полученные после проведения воздействия на пласт, должны быть достаточными для быстрого покрытия затрат и получения дополнительной прибыли, наблюдаемой в виде увеличения дебита Δq;
* возврат инвестиций (ROI) и дисконтированный поток денежной наличности (NPV) – Эффективное воздействие на пласт обеспечивает доходность капитала, вложенного в проведение операции, и соответственное увеличение дисконтированного потока наличности каждой скважины;
* планирование воздействия на пласт – Планирование воздействия на пласт очень важно не только вследствие планирования бюджета, но и для улучшения характеристик работы скважины. Большой практический опыт проведения воздействия на пласт показывает, что, когда это возможно, ГРП должен быть спланирован как можно раньше для эффективного использования имеющейся пластовой энергией. Когда это сделано именно так, ROI и увеличение NPV может быть заметнее, чем после проведения ГРП в скважине, добывающей из частично истощенного пласта.

**Глава 4** **Техническая часть.**

* 1. **Подбор скважин, подготовка данных и проектирование ГРП**

При выборе кандидатов для ГРП необходимо сделать следующие шаги:

* сбор данных о характеристиках пласта и конструкции скважины;
* определение потенциала скважины;
* оценка технического состояния скважины;
* расчет дизайна ГРП.

Сбор данных.

При анализе поведения ГРП на данной скважине очень важна вся ее история, так как каждое событие может повлиять на тип необходимого воздействия на пласт. История добычи также может говорить о вероятности успеха проведения ГРП. Важные источники информации представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1. – Источники данных о пласте и скважине.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Тип данных | Источники данных | Назначение данных |
| – литология  – тип горных пород  – пористость  – проницаемость  – напряжения горных пород  – градиент разрыва  – вдавливание проппанта в ГП | каротаж  образцы керна  опробование пласта  исследование кривых восстановления давления  отчеты о проведении ГРП в других скважинах  ГИС  диаграмма параметров бурения | Для определения:   * типа воздействия * вероятной эффективности ГРП * максимального рабочего давления на поверхности * ухудшения проводимости трещины (разрушение проппанта или вдавливание в породу) |
| Состав пластовых флюидов | образцы керна  опробование пласта  каротаж | * для определения совместимости пластовых флюидов с рабочими жидкостями |
| Водонасыщенность | каротаж  образцы керна | * для определения водонефтяного фактора, совместимости жидкостей и потенциального дебита скважины после ГРП |
| Пластовые аномалии или загрязнение | исследование кривых восстановления давления (КВД)  опробование пласта  геологические карты/разрезы | * для определения типа воздействия |
| Пластовое давление | исследование КВД или методом понижения уровня | * для определения ожидаемой продуктивности * для расчета индекса продуктивности по сравнению с соседними скважинами |
| Данные по добыче | история добычи  испытание скважины на приток | * для расчета индекса продуктивности PI * для определения кратности увеличения дебита * для определения извлекаемых запасов * для определения вероятности успеха * для установления вероятных проблем при дизайне и проведении ГРП |

Анализ разработки пласта.

Анализ разработки пласта включает в себя определение степени выработки запасов, увеличения продуктивности в результате ГРП, предполагаемого влияния на газовый фактор или водонефтяной фактор, геологии и свойств горных пород продуктивного интервала и прилегающих к нему пластов, влияния трещины на ближайшие скважины и обзор другой имеющейся информации.

Текущие условия эксплуатации скважины влияют на результат проведения каждого ГРП. Поэтому, наличие более полной информацией о пласте необходимо для выбора кандидатов для проведения ГРП. Некоторые параметры должны быть рассмотрены в обязательном порядке:

* высокие газонефтяной или водонефтяной факторы;
* интерференция с соседними скважинами;
* геомеханические барьеры (включая литологические барьеры и горные напряжения);
* причина низкой продуктивности.

Высокие газонефтяной или водонефтяной факторы.

Система трещин, сообщающаяся с продуктивным интервалом, позволяет повысить продуктивность скважины. Так или иначе, если трещина затрагивает соседние интервалы (вторжение в водонасыщенную зону) или прорывается в газовую шапку, то вскоре вероятно возникновение проблем при добыче.

Как правило, если газовый фактор или обводненность высокие, после проведения ГРП они будут увеличиваться. После установления притока из нежелательных зон, как правило, невозможно изолировать дополнительную добычу воды или газа. Это очень важный момент, потому что высокая обводненность или раннее истощение газовой шапки может пагубно повлиять на дальнейшую добычу из пласта.

Интерференция скважин.

Глубина проникновения трещины в пласт может повлиять на соседние скважины (в зависимости от их расположения). Это происходит, когда созданная трещина контактирует с системой трещин соседних скважин. Поэтому знание вероятного азимута образования трещины и определение объема воздействия важно, особенно на месторождениях, разбуренных по плотной сетке. По этой причине при выборе расстояния между скважинами нужно учитывать длину трещины и ее азимут для минимизации интерференции скважин и для увеличения коэффициента извлечения.

Геомеханические барьеры.

Развитие трещины при проведении ГРП зависит от двух факторов:

1) естественных горных напряжений;

2) свойств горных пород. Эти характеристики должны быть рассмотрены при планировании ГРП.

Из лабораторных и полевых исследований известно, что определенным типам горных пород соответствуют особые свойства. Например, более плотные глины реагируют на давление разрыва иначе, чем песчаники или известняки. Свойства горных пород (модуль упругости Юнга, коэффициента Пуассона и предел прочности на разрыв) влияют на их поведение при проведении ГРП. Когда трещина развивается из продуктивного интервала в зону плотных глин (или известняков), скорость развития трещины будет меняться в зависимости от свойств горных пород. Обычно, более плотные непроницаемые зоны ограничивают вертикальную трещину, или, по крайней мере, снижают скорость развития трещины.

Было сказано, что горные напряжения (в особенности, σhorizontal) значительно больше влияют на рост трещины в высоту, чем свойства горных пород. Для моделирования процесса развития трещины (длина, высота и ширина) были разработаны модели, основанные на трехмерной геометрии трещины. Одной из наиболее важных входных величин в трехмерной модели является профиль напряжений горных пород.

В настоящее время напряжения горных пород определяются из акустического каротажа (такого как дипольный акустический каротаж, включающий в себя измерение скорости распространения поперечной и продольной волн через исследуемый образец породы). Несмотря на то, что это каротаж намного дороже, чем обычный, он дает бесценную информацию, касающуюся вероятности роста высоты трещины и относительную вероятность трещинообразования в скважинах, законченных на несколько продуктивных пластов. Может оказаться достаточным проведение однократного дипольного акустического каротажа для получения профиля горных напряжений, которые могут быть использованы для остальных скважин данного месторождения.

Для оценки высоты трещины сервисные компании создают модели, использующие акустические исследования и свойства горных пород. Такие модели дают информацию, касающуюся степени роста трещины в ширину при изменении давления разрыва.

Измерение высоты трещины используют для оценки эффективности проведенного ГРП, а также для оценки эффективности перемычек. Методы оценки высоты трещины (на забое) включают в себя использование меченых атомов при закачке жидкости и проппанта, измерение профиля температуры и микросейсмические исследования.

Хотя литология пласта и горные напряжения оказывают доминирующее влияние на высоту созданной трещины, существуют и другие факторы, оказывающие дополнительное влияние на этот процесс. Например, ширина трещины является функцией вязкости жидкости, скорости и объема закачки.

Выявление причин низкой продуктивности.

Перед применением ГРП для повышения производительности скважин необходимо выявить причину ее низкой продуктивности.В основном существует три причины:

* низкая проницаемость пласта;
* загрязнение пласта;
* истощение пласта;

Низкая проницаемость пласта.

Способность породы доставлять к скважине нефть или газ зависит от ее пропускной способности kh. Обычно проницаемость пласта менее 1,0 мД считается низкой, в некоторых газовых залежах существует проницаемости менее 0,01 мД.

Многие породы имеют аномальные пластовые давления (градиент порового давления более 0,5 psi/фут), но могут обеспечивать лишь небольшие дебиты из – за ограниченной проницаемости.

Загрязнение пласта.

Существует множество источников загрязнения призабойной зоны пласта добывающей скважины. Загрязнение служит причиной низкой продуктивности скважин из – за снижения проницаемости.

Существуют следующие типы загрязнений призабойной зоны и причины ухудшения проницаемости пласта:

* закупорка пор глинами и мелкими частицами;
* закупорка перфорационных отверстий;
* образование эмульсий;
* эффекты относительной проницаемости;
* отложения асфальтенов, парафинов и солей;
* загрязнение пласта буровым раствором.

Во многих случаях загрязнение призабойной зоны может быть удалено при помощи кислотной обработки. Такой тип воздействия предназначен для растворения загрязняющих пласт веществ при помощи кислоты и органических растворителей. Гидравлический разрыв пласта может быть использован при присутствии интенсивного загрязнения, которое не может быть эффективно удалено при помощи кислотной обработки. В таком случае создание трещины сводит к минимуму влияние поврежденной зоны на приток к скважине.

Истощение пласта.

Уровень добычи углеводородов из пласта снижается с течением времени. В конечном счете, даже дебит лучших скважин падает до экономического предела. Воздействие на пласт путем ГРП обычно имеет ограниченный успех в частично истощенных резервуарах (в зависимости от степени истощенности), хотя и позволяет извлечь оставшиеся запасы в ускоренном темпе. Так как пластовое давление в таких скважинах низкое, добыча после ГРП (рабочих жидкостей из пласта) обычно занимает достаточно большой промежуток времени даже при использовании активированных жидкостей (насыщенных азотом или углекислым газом).

## Оценка свойств пласта и степени его загрязнения.

Для оценки свойств пласта и потенциала скважины на данный момент существует несколько моделей. Однако обычная кривая восстановления давления может дать информацию о потенциальной возможности увеличения продуктивности скважины методами воздействия на пласт. Данные, полученные из кривой восстановления давления, включают в себя:

* проницаемость пласта, k;
* загрязнение призабойной зоны (скин – эффект).

ГРП является эффективным методом создания высокопроводящего канала, обеспечивающего приток флюидов к скважине через загрязненную зону. Зависимости, рассмотренные в начале данного курса, могут быть использованы для оценки потенциальной прибыли от мероприятий по ликвидации влияния положительного скин – фактора на продуктивность скважины.

## Технический анализ.

Технический анализ включает в себя возраст и техническое состояние НКТ, подземного и устьевого оборудования. Все оборудование должно выдерживать рабочие давления. После анализа свойств пласта и расчета потенциального прироста дебита скважины осуществляются расчеты максимальных рабочих давлений необходимых для проведения ГРП.

**H**

Во время проведения ГРП осуществляется закачка жидкости при высоких скоростях и давлениях для создания трещины и ее дальнейшего развития. Устьевое оборудование, колонны труб (включая обсадные, если подвержены нагрузке) и подземное оборудование должно выдерживать механическую нагрузку, прилагаемую при проведении операции.

Рабочее давление НКТ, обсадных колонн, устьевого и подземного оборудования должно быть сопоставлено с максимальным давлением, необходимым для проведения ГРП. Если какое – то оборудование не способно выдерживать предполагаемое рабочее давление, необходимо его заменить, ограничить рабочее давление или не рекомендовать данную скважину для проведения ГРП.

## Первичная и восстановленная целостность цементного кольца.

Для обеспечения закачки жидкости в продуктивный интервал необходимо наличие хорошего цементного кольца. В некоторых случаях рабочая жидкость, находящаяся под большим давлением, может мигрировать через заколонное пространство в другие интервалы. Когда качество цемента сомнительно, желательно провести акустический каротаж для проверки качества цемента. Температурный каротаж, проведенный во время бурения или заканчивания скважины, может служить источником информации, дающей координаты верхней границы цементного кольца.

Иногда необходимо проведение вторичного или исправительного цементирования для ликвидации возможности заколонных перетоков. Так как процесс цементирования обычно включает в себя закачку цемента через перфорационные отверстия, должны быть приняты меры предосторожности при проведении ГРП с большими рабочими давлениями. Когда это возможно, необходимо изолирование зацементированных участков с помощью пакера. Если зацементированная зона находится ниже продуктивного интервала, она может быть изолирована с помощью разбуриваемой пробки – моста или песчаной пробки. Если невозможно изолировать зацементированный интервал, необходимо провести опрессовку, чтобы удостовериться в его герметичности.

* 1. **Подготовка скважины к ГРП**

## Состояние колонн труб.

Инженер, проектирующий ГРП, должен учитывать параметры и состояние колонн труб. Колонны труб имеют определенные пределы текучести в зависимости от их размеров, веса (толщины стенок) и класса стали. Колонны труб в скважине должны выдерживать предполагаемые максимальные нагрузки на протяжении всей жизни скважины. Тем не менее, в высокодебитных скважинах, в которых при планировании конструкции скважины не учитывалась вероятность применения методов воздействия на пласт, высокие рабочие давления, необходимые для проведения ГРП, могут превысить допустимые значения. Поэтому необходимо проведение дополнительных мероприятий при планировании операции ГРП.

## Влияние максимального рабочего давления.

Способность создавать достаточное для ГРП давление имеет решающее значение для успеха операции. Колонны труб должны выдерживать максимальные рабочие давления. Для этого необходимо произвести расчет этих давлений для проведения опрессовки оборудования перед операцией. Методика расчета давления закачки будет приведена далее.

Если колонны труб не могут быть опрессованы на максимальные давления, то при проведении ГРП рабочие давления могут быть ограничены до допустимых значений. Если для создания эффективной трещины, закрепленной проппантом, необходимы высокие давления, то нужно произвести замену НКТ.

Давление в затрубном пространстве – При проведении ГРП обычно производят установку пакера для изоляции затрубного пространства, в котором рекомендуется поддерживать определенное давление. Создавая давление в затрубном пространстве во время проведения операции можно сразу определить отсутствие герметичности колонн труб, а также снизить перепад давлений на пакере.

## Расчет максимально ожидаемого устьевого давления.

Для установления соответствия имеющегося оборудования (колонны труб, устьевого оборудования, подземного оборудования) максимальным ожидаемым давлениям необходимо произвести их расчет.

Расчет максимальных ожидаемых давлений и необходимой мощности оборудования является очень важным этапом планирования ГРП.

Определение градиента давления ГРП.

## Величина градиента разрыва породы получается в результате деления забойного давления на вертикальную составляющую глубины скважины (обычно измеренную до середины интервала перфорации).

## Устьевое давление плюс давление, создаваемое столбом жидкости, минус потери давления на трение дает значение градиента давления ГРП. Градиент давления ГРП – это давление, необходимое для удержания трещины в открытом состоянии.

Разрыв породы и характер развития трещины в различных типах пород отличаются. Давление разрыва и развития трещины обычно измеряются при проведении информационного ГРП (такого как Data Frac или Minifrac), проводимого перед основным ГРП.

Такие непосредственные измерения позволяют произвести необходимые изменения в плане работ основной операции. Для проектного расчета ГРП на новой скважине обычно используются градиенты давлений, полученные на соседних скважинах, или данные о пласте и свойствах горных пород.

Для измерения градиента развития трещины в полевых условиях необходимо провести закачку в пласт жидкости при давлениях превосходящих давление разрыва. В завершение нагнетательного теста скорость закачки необходимо мгновенно снизить до нуля. При остановке насосов устьевое давление падает до давления мгновенной остановки насосов ISIP.

* 1. **Технология проведения гидроразрыва пласта. Расчет проведения ГРП**

## Проведение ГРП требует применения специальных жидкостей, закачиваемых при больших скоростях и давлениях для создания системы трещин. При кислотном ГРП рабочая жидкость закачивается поочередно с инертным вязким гелем. Вследствие необходимости создания больших давлений на поверхности главной заботой при проведении каждого ГРП является обеспечение безопасности персонала.

## Хотя размеры и состояние площадок полевых работ могут различаться в зависимости от месторождения, для осуществления ГРП необходимо аналогичное оборудование. Типовая схема размещения оборудования изображена на рис.4.1. На рис.38. представлен аэроснимок расположения оборудования при проведении ГРП с применением проппанта. Сервисная компания выбранная для проведения ГРП обеспечивает все необходимое оборудование и полное его обслуживание. Эффективный ГРП требует тесного сотрудничества сервисной и добывающей компаний до, во время и после проведения ГРП.

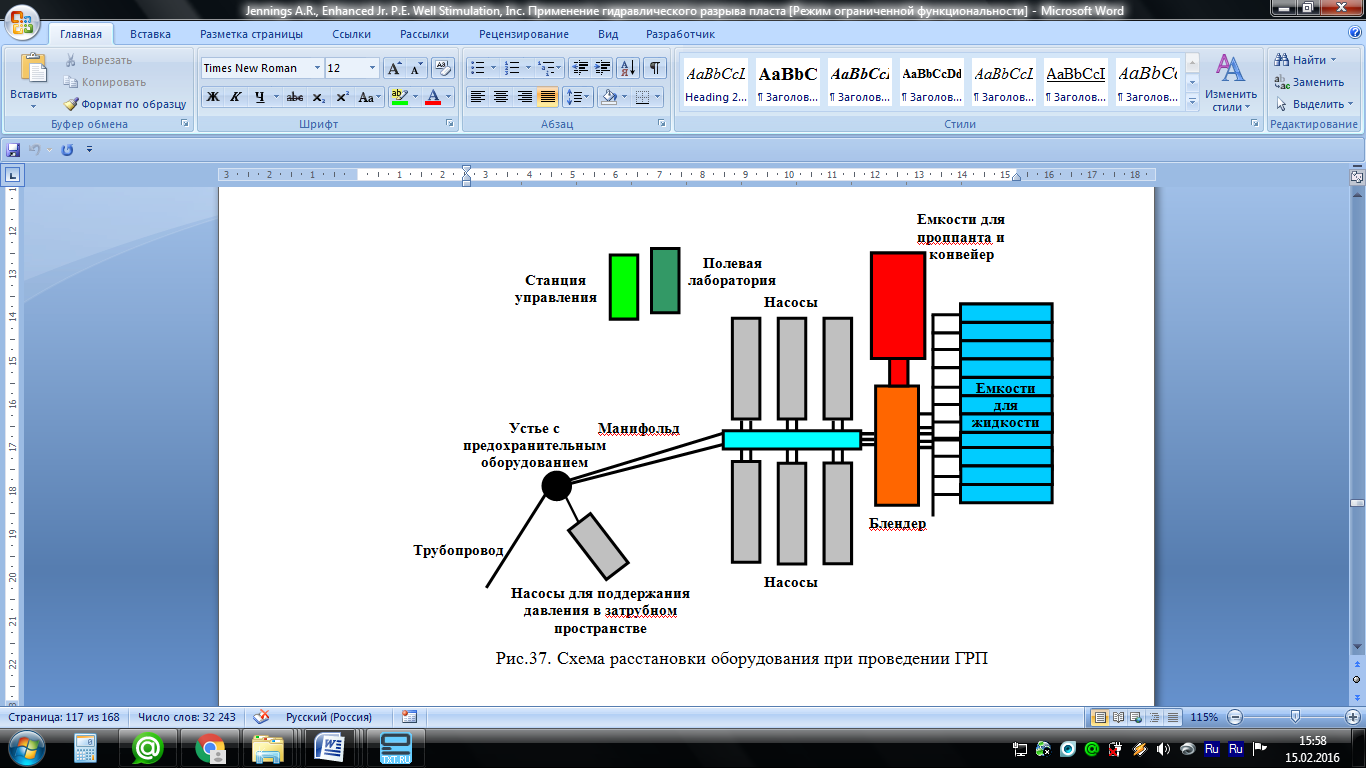
****

Рис.4.1. – Схема расстановки оборудования при проведении ГРП.

## Целью расчета ГРП является определение количества материалов, необходимых для проведения процесса (рабочих жидкостей, песка, химреагентов), давление на устье скважины при выбранных темпах закачки жидкости в пласт и потребной гидравлической мощности оборудования (число агрегатов, буллитов), а также концентрации песка в жидкости носителе.

## 

## Таблица 4.1 – Исходные данные для расчета ГРП на скважине 7082 куст 32а.

|  |  |
| --- | --- |
| Искусственный забой, м | 2369 |
| Интервал перфорации (верх/низ) | 2346 – 2361 |
| Глубина посадки пакера, м | 2313 |
| Пластовое давление, кПа | 22100 |
| Пластовая температура, °С | 73 |
| Проницаемость, мД | 4 |
| Пористость, % | 21 |
| Градиент разрыва принят кПа/м, (ΔР) | 13,6 |
| Предел прочности песчаника на разрыв Мпа, σп | 9 |
| Горное (геостатическое) давление, Мпа | 37 |
| Внутренний диаметр эксплуатационной колонны d, мм | 130,6 |
| Наружный диаметр НКТ dн, мм | 88,9 |
| Внутренний диаметр НКТ d вн, мм | 76 |
| Вместимость НКТ 88,9 мм, м3/м | 0,00454 |
| Объем затрубного пространства, м3/м | 5,79/100 |
| Плотность жидкости, кг/м3 | 1000 |
| Плотность горных пород под продуктивным горизонтом, кг/м3 | 2600 |
| Вертикальная глубина, м | 2230 |
| Средний удельный вес пород по разрезу, (γ) н/м3 | 0,023 |

Находим вертикальную составляющую горного давления:

Ргв=ρп⋅q⋅L⋅E; (4.1)

где ρп – плотность горных пород под продуктивным пластом, Е – модуль упругости пород (1 – 2)⋅10 – 4;

Ргв=2600⋅9,81⋅2380⋅10 – 6=60,7 Мпа.

Находим горизонтальную составляющую горного давления:

Ргг=Ргв⋅(ν/1 – ν); (4.2),

где ν=0,3.

Ргг=60,7⋅ (0,3/1 – 0,3)=26 Мпа.

В данном случае в условиях пласта образуются вертикальные трещины.

Рассчитываем рабочее забойное давление при ГРП

РГРП. З=(γп⋅Н⋅σр)⋅α (4.3),

где α – коэффициент, учитывающий необходимое превышение забойного давления над давлением разрыва (α=1,2 – 1,4).

РГРП. З=(0,023х2230х9)х1,4=64,6 МПа.

Расчет устьевого расчетного давления ГРП:

РГРП. У=РГРП.З – Рст+Ртр; (4.4),

где Рст  – статическое давление столба жидкости в скважине, ΔР ч ст=0,0101 Мпа/м, Рст=ΔР ч ст⋅Н, Рст=0,0101х2230=22,5 Мпа, Ртр – потери давления на трение при ГРП:

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления;

А – коэффициент учитывающий увеличение сопротивления вызываемого ранней турбулизацией потока вследствие наличия песка.

А=1,46.

Находим число Рейнольдса:

Re=4G⋅ρж/πd⋅μж; (4.6),

где μж=0,285 сП – эффективна вязкость жидкости песконосителя, ρж – плотность жидкости песконосителя, ρж=ρ⋅(1 – п0)+ ρа⋅ρо⋅по; (4.7),

ρо – плотность основы – 1 г/см2; ρа – плотность расклинивающего агента, ρа=2,7 г/см2; по – объем его содержания в жидкости.

ρж=1(1 – 0,26)+2,7х0,25=1,42 г/см3.

Число Re при G=4 м3/мин.

Re=4х4х1,42/3,14х0,076х0,285=378>200;

Находим устьевое рабочее давление:

РГРП у=46,4 МПа.

Рассчитываем Ртр по градиенту потерь давления на трение:

ΔРтр=0,0016 МПа.

Ртр=ΔРтр⋅Н=3,5 Мпа (4.8),

Найдем устьевое рабочее давление по градиенту:

РГРП у=45,6 МПа.

Для производства ГРП используем насосный агрегат Т – 800 производства США. Мощностью – 2500 л/с, трех плунжерный насос с диаметром плунжера 5”, обороты двигателя на III скорости:

Ga=1,08 м3/мин, Ра=78 МПа.

Примем n=3 + 1 резерв.

Для производства ГРП требуется 4 агрегата Т – 800.

Определяем объем буферной жидкости, исходя из опыта работ на данном месторождении равной 4 м3.

Для заливания применяют следующие химреагенты:

VQA – 1 – загеливатель –4кг/м3.

BXL – 10 – образователь песконесущей структуры 2 л/м3, снижает гидравлическое сопротивление. Расход химреагентов ведется по полному объему жидкости.

Для эффективного заполнения трещины песком с учетом инфильтрации необходимо не менее 70% жидкости – песконосителя от объема буферной жидкости.

Vж. пн=300х70/100=21 м3/мин.

* 1. **Наземные операции при проведения ГРП**

Перед началом операции ГРП все поверхностное оборудование должно быть осмотрено и опрессовано до величин давления, превосходящих предполагаемое рабочее устьевое давление на 1000 psi. Любое неисправное оборудование должно быть заменено.

После монтажа и проверки оборудования дается разрешение на начало операции. Далее представлены основные этапы процесса ГРП и необходимые меры предосторожности:

Трехцилиндровые насосы заполняются блендером. В затрубную линию устанавливаются предохранительные клапаны. Запускается насос, предназначенный для поддержания давления в затрубном пространстве.

После заполнения насосов проводится опрессовка нагнетательных линий до давлений, превышающих максимально допустимое на 1000 psi (при закрытой устьевой задвижке). Наблюдение за давлением производят в течение 5 минут. Если наблюдается хорошая герметичность соединений и клапанов, кривая изменения давления при опрессовке должна представлять собой горизонтальную линию. Все утечки должны быть устранены, а неисправные элементы заменены. Для дальнейшего проведения операции необходимо одобрение результатов опрессовки супервайзерами добывающей и сервисной компаний.

После опрессовки оборудования необходимо стравить давление до уровня, превышающего давление закрытой скважины на 500 psi.

При положительном давлении на устье открывается линейная задвижка, и начинается процесс закачки.

Если данная скважина является газовой (особенно если скважина давала приток незадолго до проведения ГРП), необходимо наполнить ее жидкостью для создания гидравлического давления, необходимого для воздействия на породу через перфорационные отверстия.

После проведения нагнетательного теста и сбора необходимой информации, производятся необходимые изменения в основном ГРП (например, увеличение / уменьшение объема подушки и т.д.).

* 1. **Оборудование, применяемое для ГРП**

Оборудование, используемое при ГРП, может включать в себя:

* емкости для рабочей жидкости;
* емкости для проппанта;
* блендер;
* насосные установки;
* насосные установки для закачки азота и углекислого газа;
* расходомеры;
* радиоактивный плотномер;
* датчики давления;
* станция управления;
* установка ГНКТ.

Емкости для рабочей жидкости используются для хранения жидкостей ГРП. Они доставляются на место проведения работ с помощью автомобильных тягачей и располагаются согласно схеме (Рис.37 – 38). После их установки они наполняются рабочей жидкостью.

Обычный размер емкости 500 баррелей (которая содержит около 20000 галлонов доступного объема жидкости). Другие размеры емкостей составляют 300 и 250 баррелей.

Так как компоновка оборудования может отличаться, возможность истечения жидкости из емкости (остаточный объем не извлекаемой из емкости жидкости) контролируется представителями сервисной компании. Компания ExxonMobil обычно заполняет емкости всей жидкостью, подготовленной для проведения данного ГРП в независимости от того, будет она закачиваться или нет. Тем не менее, необходимо соблюдать меры предосторожности при закачке жидкости (например, чтобы к всасывающей стороне блендера всегда подавалась жидкость). Поэтому эффективное использование всей доступной жидкости требует координации представителей сервисной и добывающей компании.

Эффективность процесса подготовки рабочей жидкости и ее использования на месте полевых работ была значительно повышена с помощью гелевых концентратов, позволяющих осуществлять непрерывное смешивание жидкостей во время проведения ГРП. Это устраняет необходимость подготовки жидкости до проведения операции. С концентратами в жидкость добавляются наиболее дорогостоящие реагенты, и добывающая компания тратится только на общий объем полимеров и содержащихся в нем химических реагентов. Концентраты обеспечивают эффективное приготовление рабочей жидкости и ее однородности.

Очень важно, чтобы емкости для хранения жидкости были хорошо вычищены перед их наполнением основной жидкостью. Хотя современные сшитые системы жидкостей являются универсальными, приблизительно 80% проблем с их химическим составом связано с примесями от грязных емкостей. Загрязнение может приводить к изменению pH и влиянию на длительность и эффективность процесса сшивания.

Блендер.

Установлено, что блендер (и связанное с ним оборудование для транспортировки жидкости) является ключевым оборудованием на месте проведения операции. Блендер используется для следующих целей:

* подготовка рабочей жидкости;
* выкачивание жидкости из емкостей во время операции и транспортировка к насосным агрегатам;
* точное дозирование проппанта (фунт/галлон);
* точное дозирование сшивателей, ПАВ и разрушителей вязкости;
* транспортировка продавочной жидкости к насосным агрегатам на заключительной стадии проведения операции.

Блендеры имеют несколько насосов для добавления и транспортировки химических реагентов, а также смесительный цилиндр винтового, лопастного или струйного типа, который обеспечивает смешивание добавок с рабочей жидкостью.

Насосные установки.

В насосных установках обычно используются трехцилиндровые поршневые насосы, которые принимают жидкость от блендера и нагнетают ее в скважину под большими устьевыми давлениями, достаточными для осуществления гидроразрыва. Перед проведением закачки трехцилиндровая установка должна быть заполнена, и важно, чтобы уровень жидкости в ней поддерживался на протяжении всей операции.

В зависимости от скорости и давления закачки, создаваемых насосными установками, они классифицируются по мощности (HHP). Действительное количество лошадиных сил, которое данный насосный агрегат может иметь зависит от его размера и технического состояния. Число насосных агрегатов, необходимых для проведения определенного ГРП оценивается с помощью количества лошадиных сил каждого из них. Современные насосные установки способны создавать давления до 20000 psi и поддерживать его на протяжении длительного времени.

Так как насосные установки подвержены механическим неисправностям во время проведения ГРП (особенно при высоких давлениях или объемах закачки) необходимо иметь запасное оборудование, готовое заменить неисправное. При отказе насосы останавливаются, а для возмещения потерянной мощности с помощью дублирующего оборудования скорость закачки увеличивается. Для операций по ГРП резервная мощность от 50% до 100% является обычной.

Так как большинство насосных агрегатов может создавать давление, превосходящее максимально допустимое, важно, чтобы предохранительные системы были исправны. Для этого могут быть использованы автоматические предохранительные клапаны, которые должны быть предварительно проверены. Современные насосные установки имеют электронные выключатели на случай превышения максимального давления (например, во время преждевременного экранирования трещины).

Установки для закачки углекислого газа и азота.

Углекислый газ и азот используются для облегчения и ускорения процесса очистки скважины от жидкости разрыва после завершения ГРП. При закачке углекислого газа используются трехцилиндровые насосы, подобные используемым для закачки жидкости при обыкновенном ГРП.

Радиоактивный плотноме.

Концентрация проппанта обычно контролируется с помощью радиоактивного плотномера. Плотномер использует радиоактивный источник, который излучает низкорадиоактивные гамма – лучи с достаточной для прохождения через сечение линии и контакта с детектором энергией . При повышении плотности жидкости только малое количество лучей достигает детектора. Поэтому чем меньше лучей достигает детектора, тем больше плотность жидкости.

Установка ГНКТ.

Для очистки скважины перед проведением ГРП часто используются гибкие НКТ. Для удаления отложений солей, парафинов и асфальтенов также используют установку ГНКТ.

ГНКТ применимы для промывки скважины от проппанта после проведения ГРП с преждевременным экранированием трещины. Установка ГНКТ также используется для освоения скважины после проведения обыкновенного ГРП. После продавки жидкости – песконосителя в скважине остается некоторое количество проппанта, которое необходимо удалить для обнажения перфорационных отверстий.

Для снижения гидростатического давления столба жидкости в скважине, что значительно облегчает процедуру очистки скважины и подъем жидкости на поверхность, в пластах с пониженным давлением после завершения ГРП производится закачка азота с помощью ГНКТ. Важно заметить, что, рассматривая ГРП, большое внимание должно быть уделено выбору кандидатов для воздействия. На практике для инициирования притока в скважинах, не имеющих потенциала для обеспечения экономически рентабельного дебита, производится закачка азота с помощью ГНКТ.

* 1. **Жидкости разрыва и расклинивающий агент при ГРП**

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одной из наиболее эффективных технологий интенсификации работы как добывающих, так и нагнетательных скважин. ГРП позволяет не только увеличить выработку запасов, находящихся в зоне дренирования скважины, но и существенно приобщить к выработке слабодренируемые зоны и прослои и, следовательно, достичь более высокой конечной нефтеотдачи.

Россия является одним из крупнейших потребителей услуг по ГРП как для интенсификации добычи нефти, так и для увеличения нефтеотдачи пластов. В связи с этим на сегодняшний день на рынке предлагает свои услуги множество сервисных компаний – как зарубежных, так и отечественных, среди которых такие известные мировые подрядчики, как Halliburton, Schlumberger, Weatherford, что дает основание говорить об устойчивом интересе к этому методу [1].

В настоящий момент на рынке компаний по производству химических реагентов для ГРП представлены в подавляющем большинстве иностранныепредприятия – Weatherford, Economy Polymers & Chemicals, «Форэс – Химия» и др. Разработка и внедрение конкурентоспособной отечественной химии для гидроразрыва пласта является актуальной задачей.

В лабораториях научно – образовательного центра (НОЦ) промысловой химии при РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина разработана новая линейка химических реагентов для получения жидкостей для ГРП на водной основе, отвечающая всем современным требованиям и тенденциям. Комплекс гелирующий «Химеко В» предназначен как для предварительного приготовления геля в емкостях, так и для работы с гидратационными установками «в поток». Разработанный новый сшиватель БС – 2 замедленной сшивки позволяет получать сшитые полисахаридные гели в течение 1,5–4,0 минут.

Разработанные реагенты входят в комплекс гелирующий «Химеко В» и предназначены для проведения ГРП с использованием пресной или минерализованной подтоварной воды в нагне тательных или добывающих скважинах с широким диапазоном пластовых температур (от 20 °С до 120 °С).

Полный список реагентов комПлекса гелирующего «Химеко в» включает в себя:

* гелеобразователь ГПГ – 3 или ГПГ – 3.3 (ТУ 2499 – 072 – 17197708 – 2003 с изме – нениями 1, 2) – представляет собой химически модифицированный, путем присоединения радикалов гидроксипропила, натуральный полимер;
* гелеобразователь ГПГ слорри (ТУ 2499 – 058 – 17197708 – 2011) – представляет собой устойчивую суспензию модифицированного гидроксипропилом натурального полимера в дизельном топливе с добавлением поверхностно – активных веществ;
* ПАВ – регулятор деструкции (ТУ 2499 – 070 – 17197708 – 2003) – представляет собой водный раствор анионных, катионных поверхностно – активных веществ;
* деструктор Химеко B (ТУ 2499 – 074 – 17197708 – 2003) – представляет собой окислительный агент на основе модифицированных перекисных соединений;
* деструктор капсулированный (ТУ 2499 – 059 – 54651030 – 2011) – представляет собой окислительный состав на основе перекисных соединений неорганических солей, покрытых нерастворимой оболочкой;
* сшиватель боратный БС – 1 или БС – 1.3 (ТУ 2499 – 069 – 17197708 – 2003 с изменениями 1,2) – представляет собой раствор модифицированных соединений бора в многоатомных спиртах;
* сшиватель боратный БС – 2 (ТУ 2499 – 057 – 54651030 – 2011) – представляет собой устойчивую суспензию борсодержащего соединения в смеси углеводородов, стабилизированную поверхностно – активными веществами;
* биоцид «БИОЛАН» (ТУ 2458 – 008 – 54651030 – 2005) – представляет собой водно – спиртовый раствор продукта бромирования нитрила малоновой кислоты;
* термостабилизатор водных гелей ТС – 1 (ТУ 2458 – 007 – 54651030 – 2005) – представляет собой композицию на основе модифицированной натриевой соли тиосульфокислоты.

Компонентный состав геля на 1 м3 пресной или минерализованной подтовар ной воды для пластовых температур – 20–120 °С:

* Биоцид «БИОЛАН», л – 0,06;
* Термостабилизатор водных гелей ТС – 1, кг – 1,0–4,0;
* Гелеобразователь ГПГ – 3 или 3.3, кг – 2,8–4,8;
* Гелеобразователь ГПГ слорри, л – 7,0–10,0;
* ПАВ – РД, л – 0,5;
* Сшиватель – БС – 1 или 1.3, л – 2,5–4,5;
* Сшиватель – БС – 2, л – 2,5–4,0
* Деструктор капсулированный, кг – 0,1–0,3;
* Деструктор ХВ, кг – 0,0125–1,0 Комплекс гелирующий«Химеко В» прошел успешное лабораторное тестирование в ООО «Татнефть – ЛениногорскРемСервис», ООО «КогалымНИПИнефть».

Тестирование комплекса гелирую – щего «Химеко В» в ООО «Татнефть – ЛениногорскРемСервис» включало в себя тест на термостабильность сшитого геля при пластовой температуре. Рецептура жидкости ГРП и ее основные характеристики представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2. – Характеристика пресной технической воды и жидкости ГРП.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| источник воды – Днс, месторождение – северо – лабатьюганское | | | |
| Плотность, кг/м3 | pH воды | Температура, 0С | Содержание Fe (II), мг/л |
| 1000 | 6,33 | 22 | 3,2 |
| Рецептура геля, на 1 м3 жидкости разрыва: ГПГ слорри – 8,0 л, ПАВ – РД – 2,0 л, БС – 2 – 3,0 л, капсулированный деструктор – 0,15 кг | | | |
| рН линейного геля при 25 0С | Эффективная вязкость при 511 с – 1, мПа\*с, при температуре | сшивания, мин (начало и конец гелеобразования) | рН сшитого геля при 25 0С |
| 8,2 | 36,0 (t = 24,0 °С) | 1,5–2,5 | 10,2 |

Сшитый гель имеет однородную структуру, он эластичный, устойчивый. Измерение эффективной вязкости при скорости сдвига 100 с – 1 сшитого геля проводилось на вискозиметре Grace модель 5600 в течение 280 минут при температуре 77 °С. Сшитый гель обладает достаточной для удерживания проппанта вязкостью более 350 – 400 мПа\*с в течение 120 минут.

Тестирование комплекса гелирующего.

«Химеко В» в ООО «КогалымНИПИнефть» включало в себя тест на термостабильность сшитого геля, тест устойчивости на сдвиговое разрушение/восстановление сшитого геля, способность жидкости ГРП удерживать проппант. Также исследовалось разрушение эмульсии геля с пластовым флюидом.

Сшитый гель имеет однородную структуру, он эластичный, устойчивый. Измерение эффективной вязкости сши того геля при скорости сдвига 100 с – 1 проводилось на вискозиметре ОFITE модель 1100 в течение 120 минут при температуре 90 °С.

Сшитый гель обладает достаточной для удерживания проппанта эффективной вязкостью более 400 мПа\*с в течение более чем 120 минут.

Тест устойчивости на сдвиговые напряжения показывает, насколько легко жидкость ГРП восстанавливает свою структуру после прохождения насосов, труб НКТ, интервала перфорации. Измерение эффективной вязкости сшитого геля при скорости сдвига 511 и 100 с – 1 при температуре = (tпласт+tустье) : 2 = (90 +30) : 2 = 60 °С проводилось на вискозиметре ОFITE модель 1100 (рис. 3). Одно из важных свойств жидкости ГРП – способность удерживать расклинивающий материал – проппант – в рабочей концентрации в течение всего времени закачки. На рисунке 4 показана песконесущая способность жидкости ГРП при 90 °С, концентрация проппанта составляет 300 кг/м3.

Тест на совместимость жидкости разрыва с пластовым флюидом показан на рисунке 4.2. Жидкость ГРП после разрушения не образует с пластовым флюидом эмульсий, осадков, сгустков, способных кольматировать пласт. Результаты исследований свидетельствуют о возможности применения предлагаемых реагентов в промысловых условиях при проведении ГРП на объектах ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь».

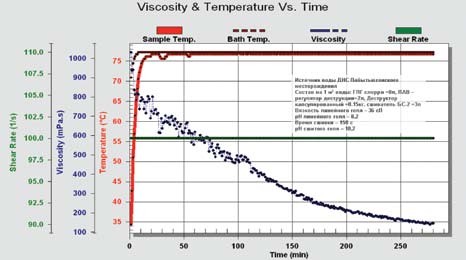


Рис. 4.2 – Тест на совместимость жидкости разрыва с пластовым флюидом.

В таблице 4.2. приведены характеристики пресной технической жидкости ГРП.

Таблица 4.2. – Характеристика пресной технической воды и жидкости ГРП.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| источник воды – естественный источник, месторождение – вать – еганское | | | |
| Плотность, кг/м3 | pH воды | Температура, 0С | Содержание Fe (II), мг/л |
| 1004 | 5,92 | 25 | 0,8 |
| Рецептура геля, на 1 м3 жидкости разрыва: Биоцид – 0,06 л, ГПГ – 3 – 3,2 кг, ПАВ – РД – 2,0 л, БС – 2 – 3,2 л, капсулированный деструктор – 0,1 кг | | | |
| рН линейного геля при 25 0С | Эффективная вязкость при 511 с – 1, мПа\*с, при температуре | сшивания, мин (начало и конец гелеобразования) | рН сшитого геля при 25 0С |
| 7,8 | 22,3 (t = 29,5 0С) | 1,5–3,5 | 10,1 |

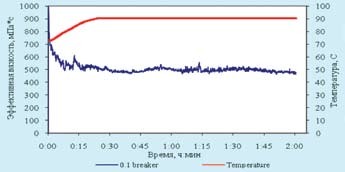


Рис. 4.3 – Термостабильность сшитого геля.

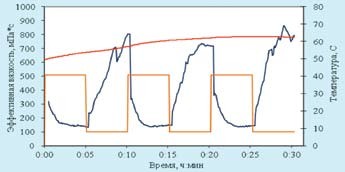


Рис. 4.4 – Устойчивость сшитого геля на сдвиговые напряжения.



Через Через Через Через Через Через 10 мин 20 мин 30 мин 40 мин 50 мин 60 мин

Рис. 4.5. – Песконесущая способность геля при температуре 90°С.



Тест на разделение фаз Нефть Тевлинско-Русскинского месторождения, пласт ЮС-1

* полное разделение фаз в течение 3 минут;
* граница раздела фаз четкая;
* налипания нефти на стенки пробирки нет

Тест на фильтрацию через сито Нефтяная фаза фильтруется, сгустков нет

Рис. 4.6. – Тест на оценку эффективности деэмульгатора.

* 1. **Освоение скважин после ГРП**

## Вынос жидкости и проппанта из скважины после ГРП.

Оптимальные процедуры выноса жидкости и проппанта для каждой скважины являются индивидуальными. Если определенная процедура является эффективной в одной скважине, в другой она может не работать.

Характеристика работы скважины во время выноса жидкости разрыва и проппанта прямо зависит от пластовой энергии. Высокодебитные скважины обычно очищаются очень быстро и поднимают на поверхность жидкость разрыва в течение 2 – 3 дней. С другой стороны, очистка низкопроницаемых газовых скважин может занять несколько дней (и даже месяцев) вследствие преодоления влияния большого количества жидкости на относительные проницаемости (вследствие капиллярных эффектов и т.д).

Эффективный процесс очистки скважины необходим для скорейшего восстановления добычи углеводородов. Поэтому необходимо вкратце рассмотреть несколько вопросов, связанных с очисткой скважины:

* время простоя скважины;
* форсированное закрытие трещины;
* вынос проппанта;
* использование газа.

## Время простоя скважины.

Как правило, желательно вернуть скважину в эксплуатацию как можно раньше. Разрушители вязкости, добавленные в жидкость, позволяют ускорить процесс извлечения жидкости на поверхность. Деградация геля является химической реакцией, поэтому ее скорость зависит от pH жидкости, температуры и времени. В большинстве случаев при использовании разрушителей вязкости и современных систем жидкости для деградации вязкости может быть достаточно четырех часов.

При разрыве нескольких интервалов с использованием песчаных пробок, проведение очистки каждой зоны перед разрывом следующей может оказаться нежелательным (экономически необоснованным). В таких случаях необходимо оставить жидкость разрыва в скважине на 2 – 3 недели, при этом жидкость должна быть совместима с породой (отсутствие набухания глин) и содержать ПАВ для облегчения выноса жидкости на поверхность и снижения вероятность образования водяных пробок.

## Форсированное закрытие трещины.

Для снижения вероятности выноса проппанта и его осаждения в трещине при деградации жидкости разрыва необходимо инициировать приток из скважины сразу после завершения операции ГРП. Во время форсированного закрытия трещины для обеспечения закрытия трещины и упаковки проппантной пачки нагнетенное в трещину давление резко снижается (в зависимости от фильтрации жидкости в пласт и скорости развития трещины). Скорости выноса жидкости из трещины при форсированном закрытии трещины обычно невелики (десятые доли баррелей в минуту). В зависимости от скважины вынос жидкости из трещины может продолжаться и после форсированного закрытия трещины, инициировав, таким образом, очистку скважины. В других случаях, после падения давления до давления закрытия трещины скважина может быть закрыта (это может быть необходимым, если, например, форсированное закрытие трещины проводится в скважине с предохранительным и другим оборудованием устья, которое необходимо демонтировать).

Форсированное закрытие трещины может быть не эффективным в высокодебитных газовых скважинах. В таких случаях происходит приток газа к скважине, который может замедлять движение проппанта и жидкости, снижая, таким образом, темпы падения давления, необходимые для форсированного закрытия трещины.

## Вынос проппанта.

В высокодебитных газовых скважинах, подвергнутых гидравлическому разрыву пласта обычно происходит вынос проппанта. Основные проблемы, связанные с выносом проппанта, решаемы (увлечение газом проппанта, эрозия оборудования, отложение проппанта в сепарационных и других поверхностных установках). Хотя из скважины на поверхность может быть извлечено несколько тысяч фунтов проппанта, работа скважины без выноса проппанта считается удовлетворительной (после очистки скважины). Вынос проппанта оказывается проблемой чаще в газовых, чем в нефтяных скважинах, вследствие пробкового режима течения, турбулентного течения газа, его расширения и т.д. Покрытый смолой проппант может быть эффективно использован для контроля его выноса на поверхность в высокодебитных нефтяных скважинах.

Успешные мероприятия и лучшие методы минимизации и контроля выноса проппанта являются эффективными, а степень их успеха может изменяться в зависимости от пластовых свойств и условий. Для контроля выноса проппанта разработаны следующие методы:

* прочные инертные стекловолокна, позволяющие проппанту задерживаться в трещине;
* покрытый смолой проппант, частицы которого сцепляются вместе при пластовых условиях;
* сочетание стекловолокон и проппанта, покрытого смолой
* жидкие системы, обеспечивающие проппанту высокую проницаемость при сцеплении;
* тщательно спроектированное оборудование повышает эрозионную устойчивость.

Для разработки мероприятий по решению проблем выноса проппанта необходимо тесное сотрудничество между представителями сервисной и добывающей компаний.

## Использование газа.

Результатом проведения ГРП может являться скважина, которая неспособна разгрузиться без дополнительной энергии (обычно применяется закачка азота через ГНКТ). В таком случае при рассмотрении скважины как кандидата для проведения ГРП должны быть проанализированы экономические показатели операции, так как на освоение скважины азотом необходимы дополнительные затраты.

Иногда необходимо вытеснение жидкости разрыва газом, что обеспечивает меньшее гидростатическое давление и способствует разгрузке скважины.

* 1. **Анализ проводимых промысловых мероприятий по интенсификации притока**

Современный этап разработки нефтяных месторождений характеризуется значительной степенью истощённости существенной части разрабатываемых месторождений, высокой в среднем обводнённостью добываемой продукции, малым объёмом геолого – разведочных работ, большим фондом бездействующих скважин, ростом доли трудноизвлекаемых запасов нефти, необходимостью значительных капиталовложений в реконструкцию систем разработки и добычи нефти. Следствием этого является устойчивая динамика падения сред него по стране коэффициента извлечения нефти (КИН). В настоящее время он оценивается на уровне 0,36 против 0,41–0,42 , имевших место в 90 – е года прошлого столетия [10,11]. Одним из основных недостатков существующих систем разработки является то, что закачиваемая в пласт вода вытесняет нефть преимущественно из высокопроницаемых пропластков, в результате чего они оказываются сильно обводнёнными. В последующем же, при попытке активизировать нефть в низкопроницаемых зонах, вытесняемая нефть попа дает в обводнённые участки. Следствием недоучёта особенностей геологического строения коллекторов является преждевременное обводнение скважин, значительный объём попутно добываемой воды. В этой связи возрастает роль грамотно направленных эффективных геолого – технических мероприятий (ГТМ), позволяющих оптимизировать добычу нефти, в значительной мере повысить КИН, снизить обводнённость скважин, в первую очередь, для слаборазрабатываемых и неразрабатываемых зон, характерных для поздних стадий разработки месторождений.

Необходимая для разработки ГТМ база данных включает в себя весьма широкий спектр характеристик пласта — эффективная, начальная и текущая нефтенасыщенность толщин, проницаемость как нефтяных, так и водонасыщенных коллекторов, слияние пластов, их глинистость, базу перфорации, текущий фонд, остаточные извлекаемые запасы нефти по каждой скважине, добычу нефти и воды, закачку воды, а также карты текущих нефтенасыщенных толщин по пластам и горизонту в целом, карты проницаемости и глинистости, схему существующей системы поддержания пластового давления. В настоящее время в процессе разработки место рождений Западно – Сибирского нефтегазоносного региона находится большое количество пластов, представленных низкопроницаемыми коллекторами или коллекторами разной проницаемости. Месторождения характеризуются значительной и, к тому же, растущей обводнённостью продукции пластов, неоднородностью по проницаемости и относительно низкой нефтенасыщенностью. При их разработке происходит опережающее обводнение высокопроницаемых и недонасыщенных нефтью пластов, частичное или полное отключение из процесса выработки средне – и низкопроницаемых прослоев [12]. Снижение продуктивности добывающих скважин, в частности, месторождений нефти и газа Юганского региона, наряду с другими причинами, связано с геолого – физическими особенностями про – дуктивных пластов и физико – химическими свойствами насыщающих их флюидов.

Для увеличения нефтеотдачи используется широкий ряд методов: повышение давления на линии нагнетания, своевременный перенос фронта нагнетания, очаговое заводнение, изоляция пластовых вод, переход на форсированный отбор жидкости (ФОЖ) и т. д. [13, 14]. Практика разработки нефтяных месторождений Западной Сибири показывает, что для обеспечения высоких коэффициентов нефтеотдачи необходимо использование комплекса физических и физико – химических методов воздействия на газонефтеносные пласты и призабойные зоны скважин [15, 16]. Для выбора наиболее рационального варианта испытаний и внедрения методов увеличения нефтеотдачи в каждом конкретном случае необходимо подробное технико – экономическое обоснование. Одним из наиболее эффективных методов воздействия на нефтяные пласты с целью повышения производительности скважин и увеличения нефтеотдачи (особенно в низкопроницаемых коллекторах) является гидравлический разрыв пласта (ГРП) [6]. В настоящее время ежегодно на месторождениях нефти Ханты – Мансийского автономного округа про – водится более тысячи операций по ГРП, при этом добыча жидкости из обработанных скважин увеличилась более чем в 3 раза. Другим действенным методом интенсификации добычи нефти является ФОЖ из добывающих (преимущественно — обводнённых) скважин. ФОЖ увеличивает депрессию на пласт, при этом в более проницаемых пропластках давление снижается с более высокой скоростью, чем в менее проницаемых. В результате создавшегося перепада давления нефть перетекает из более нефтенасыщенного пропластка в менее нефтенасыщенный и увлекается водой к забою скважины; следовательно, при увеличении градиентов давления начинается движение нефти в малопроницаемых пропластках, в которых при меньших градиентах давления она находилась в покое. Это обстоятельство позволяет путём увеличения отбора жидкости создать условия для притока нефти из относительно малопроницаемых пропластков. Целесообразность использования метода ФОЖ для интенсификации добычи нефти на поздней стадии разработки залежей с водонапорным режимом при высокой обводнённости продукции скважин в настоящее время не вызывает сомнения. Однако это не исключает возможности применения данного метода и на более ранних стадиях разработки залежей. Нефтепромысловая практика показывает, что путём поэтапного увеличения отбора жидкости удаётся длительно удерживать стабильный уровень добычи нефти на отдельных скважинах и по всей залежи в целом [7].

В настоящее время широкое применение приобретают методы интенсификации добычи нефти, основанные на сочетании методов ФОЖ с физико – химическими методами увеличения нефтеотдачи, в частности, применением потокоотклоняющих технологий с использованием полимерно – гелевых составов, что позволяет существенно снизить обводненность продукции при одновременном увеличении добычи нефти.

* 1. **Оценка технологической эффективности ГРП на пласты БС10**

Целесообразность операций ГРП на месторождениях региона не вызывает сомнения, то вопрос об эффективности применения физико – химических методов в последние годы в определённой мере является дискуссионным. В этой связи в настоящей статье представлен опыт реализации наиболее востребованных физико – химических методов воздействия на нефтегазоносные пласты месторождений Юганского региона в период их масштабной реализации, в частности, в 1999–2003 г., что является, на наш взгляд, важным для планирования методов воздействия на пласт в настоящее время. Показаны роль ГТМ в процессах разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, результаты комплексного воздействия для повышения эффективности разработки терригенных коллекторов, а также анализ их реализации [9].

Комплексная технология интенсификации отбора жидкости и физико – химических МУН с целью повышения эффективности разработки объектов Юганского региона была использована и на ряде других месторождений — Мамонтовском (пласты БС8, БС10, БС11), Тепловском (пласты БС6 и БС8), Усть – Балыкском (пласт БС10), Петелинском (пласт БС6), Правдинском (пласты БС6 и БС8), Северо – Салымском (пласты БС6 и БС8), Южно – Балыкском (пласт БС10), Южно – Сургутском (пла – стам БС10 – 1 и БС10 – 2).

В период с февраля 2000 года по март 2001 г на Усть – Балыкском месторождении был применен метод ГРП.

При проведении гидроразрыва пласта, для размыва был применен гель, основой для приготовления которого послужила нефть. В процессе проведения работ добавлялись различные добавки.

Объем закачиваемой жидкости варьировал от 49,9 м3 до 106,3 м3.

Результатом ГРП послужило увеличение притока нефти. Расчет показателя притока был произведен определением процента операций, в результате которых произошел прирост дебитов сырья в результате ГРП над базовым показателем по отношению к суммарному числу скважин, которые были введены в эксплуатацию.

Эффективность проведенного гидроразрыва оценивалась на основании кратности дебита. Базовым уровнем послужили значения дебита севажин до проведения ГРП.

Результат ГРП сложно спрогнозировать ввиду зависимости данного метода от множества сопутствующих факторов. Для каждого месторождения необходимо создание модели с учетом всех особенностей.

В данном случае результаты применения технологии ГРП были весьма успешны, наблюдался высокий прирост дебита. С другой стороны был выше среднего эффект жидеости.

При сопоставлении степени прироста дебита с толщиной пласта наблюдалось снижение эффекта ГРП с ростом толщины пласта.

На рисунке 4.6. представлена озвученная зависимость.

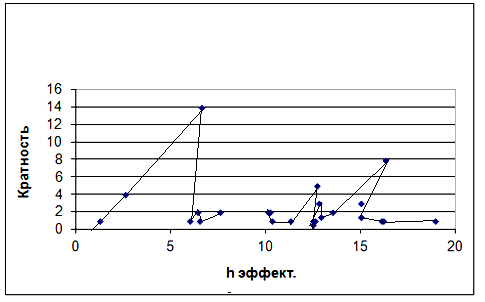


Рис. 4.7 – График зависимости показателей ГРП от толщины пласта.

Анализ влияния величины базового дебита на увеличение его в результате интенсификации, показал, чем меньше исходный дебит скважины, тем эффективнее применение ГРП. Данная зависимость хорошо наблюдается при сопоставлении показателей из таблицы 4.2.

При анализе полученной информации можно также выявить зависимость эффективности ГРП от месторасположения скважины. Так, наиболее эффективным применение технологии гидроразрыва пласта оказалось в районе первого блока, который находится в краевых зонах пласта. Не менее эффективным оказалось применение ГРП для блоков №7 и №8. Объяснением этому явлению служит более позднее вовлечение данных зон в разработку.

###### Таблица 4.2 – Динамика дебитов нефти после ГРП в зависимости от дебита до проведения ГРП. Блок №1.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| интервалы дебитов | | qн<20 | | | 20<qн<40 | | | | | qн>40 | | | | |
| базовый дебит | дебит ж. м3/сут до ГРП | дебит н, т/сут до ГРП | кратность д. н. | кратность д. ж. | базовый дебит | дебит ж. м3/сут до ГРП | дебит н, т/сут до ГРП | кратность д. н. | кратность д. ж. | базовый дебит | дебит ж. м3/сут до ГРП | дебит н, т/сут до ГРП | кратность д. н. | кратность д. ж. |
| 7,5 |  |  |  |  |  |  |
| 02.00 | 90,0 | 61,7 | 8,2 | 4,7 | ГРП не применялся | | | | | | | | | |
| 03.00 | 77,4 | 54,3 | 7,2 | 4,0 |
| 04.00 | 70,1 | 50,8 | 6,8 | 3,6 |
| 05.00 | 76,2 | 48,8 | 6,5 | 4,0 |
| 06.00 | 82,0 | 51,9 | 6,9 | 4,3 |
| 07.00 | 89,3 | 59,1 | 7,9 | 4,6 |
| 08.00 | 77,3 | 52,5 | 7,0 | 4,0 |
| 09.00 | 70,5 | 44,4 | 5,9 | 3,7 |
| 10.00 | 66,9 | 30,9 | 4,1 | 3,5 |
| 11.00 | 67,4 | 34,9 | 4,6 | 3,5 |
| 12.00 | 61,6 | 30,4 | 4,1 | 3,2 |
| 01.01 | 60,0 | 26,3 | 3,5 | 3,1 |
| 02.01 | 70,4 | 35,9 | 4,8 | 3,7 |
| 03.01 | 62,4 | 33,4 | 4,5 | 3,2 |

Блок №2

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| интервалы дебитов | | qн<20 | | | 20<qн<40 | | | | | qн>40 | | | | |
| базовый дебит | дебит ж. м3/сут до ГРП | Дебит н, т/сут до ГРП | кратность д. н. | кратность д. ж. | базовый дебит | дебит ж. м3/сут до ГРП | дебит н, т/сут до ГРП | кратность д. н. | кратность д. ж. | базовый дебит | дебит ж. м3/сут до ГРП | дебит н, т/сут до ГРП | кратность д. н. | кратность д. ж. |
| 7,2 |  |  | 21,0 |  |  |  |  |  |
| 08.00 |  |  |  |  |  | 108 | 81 | 3,9 | 4 | ГРП не применялся | | | | |
| 09.00 | 38,0 | 29,0 | 4,0 | 2,9 |  | 90,7 | 43,8 | 2,1 | 3,4 |
| 10.00 | 42,4 | 33,3 | 4,6 | 3,3 |  | 74,1 | 34,6 | 1,6 | 2,7 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | Продолжение таблицы 5.3 | | | | |
| 11.00 | 90,0 | 53,7 | 7,5 | 6,9 |  | 75,4 | 45,1 | 2,1 | 2,8 | ГРП не применялся | | | | |
| 12.00 | 61,2 | 33,9 | 4,7 | 4,7 |  | 80,1 | 47,9 | 2,3 | 3,0 |
| 01.01 | 49,5 | 27,5 | 3,8 | 3,8 |  | 58,2 | 37 | 1,8 | 2,2 |
| 02.01 | 41,7 | 25,1 | 3,5 | 3,2 |  | 64,1 | 40,6 | 1,9 | 2,4 |
| 03.01 | 38,6 | 23,7 | 3,3 | 3,0 |  | 59,3 | 36,5 | 1,7 | 2,2 |

Блок №3

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| интервалы дебитов | | qн<20 | | | 20<qн<40 | | | | | qн>40 | | | | |
| базовый дебит | дебит ж. м3/сут до ГРП | дебит н, т/сут до ГРП | кратность д. н. | кратность д. ж. | базовый дебит | дебит ж. м3/сут до ГРП | дебит н, т/сут до ГРП | кратность д. н. | кратность д. ж. | базовый дебит | дебит ж. м3/сут до ГРП | дебит н, т/сут до ГРП | кратность д. н. | кратность д. ж. |
| 8,8 |  |  |  |  | 56,0 |  |  |
| 08.00 | 136,6 | 53,1 | 6,0 | 12,2 | ГРП не применялся | | | | |  |  |  |  |  |
| 09.00 | 123,0 | 41,4 | 4,7 | 11,0 |  | 143,8 | 81,8 | 1,5 | 2,1 |
| 10.00 | 126,1 | 59,8 | 6,8 | 11,3 |  | 158,9 | 94,6 | 1,7 | 2,3 |
| 11.00 | 124,1 | 62,8 | 7,1 | 11,1 |  | 125,6 | 74,8 | 1,3 | 1,8 |
| 12.00 | 120,2 | 55,5 | 6,3 | 10,7 |  | 127,2 | 75,8 | 1,4 | 1,8 |
| 01.01 | 113,9 | 53,8 | 6,1 | 10,2 |  | 127,1 | 80,4 | 1,4 | 1,8 |
| 02.01 | 104,7 | 51,7 | 5,9 | 9,3 |  | 128,1 | 84,5 | 1,5 | 1,8 |
| 03.01 | 100,3 | 49,0 | 5,6 | 9,0 |  | 118,5 | 83,3 | 1,5 | 1,7 |

Блок №4

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| интервалы дебитов | | qн<20 | | | 20<qн<40 | | | | | qн>40 | | | | |
| базовый дебит | дебит ж. м3/сут до ГРП | дебит н, т/сут до ГРП | кратность д. н. | кратность д. ж. | базовый дебит | дебит ж. м3/сут до ГРП | дебит н, т/сут до ГРП | кратность д. н. | кратность д. ж. | базовый дебит | дебит ж. м3/сут до ГРП | дебит н, т/сут до ГРП | кратность д. н. | кратность д. ж. |
| 5,6 |  |  |  |  |  |  |
| 08.00 | 113,0 | 53,0 | 9,5 | 14,6 | ГРП не применялся | | | | | | | | | |
| 09.00 | 111,0 | 45,8 | 8,2 | 14,3 |
| 10.00 | 127,3 | 70,3 | 12,6 | 16,4 |
| 11.00 | 124,1 | 68,1 | 12,2 | 16,0 |
| 12.00 | 106,2 | 60,6 | 10,8 | 13,7 |
| 01.01 | 106,6 | 60,3 | 10,8 | 13,7 |
| 02.01 | 112,1 | 63,6 | 11,4 | 14,5 |
| 03.01 | 103,2 | 57,9 | 10,3 | 13,3 |

Блок №5

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| интервалы дебитов | | qн<20 | | | 20<qн<40 | | | | | qн>40 | | | | |
| базовый дебит | дебит ж. м3/сут до ГРП | дебит н, т/сут до ГРП | кратность д. н. | кратность д. ж. | базовый дебит | дебит ж. м3/сут до ГРП | дебит н, т/сут до ГРП | кратность д. н. | кратность д. ж. | базовый дебит | дебит ж. м3/сут до ГРП | дебит н, т/сут до ГРП | кратность д. н. | кратность д. ж. |
| 14,6 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 08.00 | 94,6 | 68,1 | 4,7 | 9,7 | ГРП не применялся | | | | | | | | | |
| 09.00 | 98,2 | 66,9 | 4,6 | 10,0 |
| 10.00 | 93,1 | 68,7 | 4,7 | 9,5 |
| 11.00 | 89,3 | 62,7 | 4,3 | 9,1 |
| 12.00 | 81,2 | 57,4 | 3,9 | 8,3 |
| 01.01 | 73,2 | 52,9 | 3,6 | 7,5 |
| 02.01 | 68,3 | 50,0 | 3,4 | 7,0 |
| 03.01 | 73,1 | 52,0 | 3,6 | 7,5 |

Блок №6

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| интервалы дебитов | | qн<20 | | | 20<qн<40 | | | | | qн>40 | | | | |
| базовый дебит | дебит ж. м3/сут до ГРП | дебит н, т/сут до ГРП | кратность д. н. | кратность д. ж. | базовый дебит | дебит ж. м3/сут до ГРП | дебит н, т/сут до ГРП | кратность д. н. | кратность д. ж. | базовый дебит | дебит ж. м3/сут до ГРП | дебит н, т/сут до ГРП | кратность д. н. | кратность д. ж. |
| 9,2 |  |  | 24,9 |  |  |  |  |  |
| 04.00 |  |  |  |  |  | 96 | 70 | 2,8 | 3,0 | ГРП не применялся | | | | |
| 05.00 |  |  |  |  |  | 96,2 | 75,5 | 3,0 | 3,1 |
| 06.00 |  |  |  |  |  | 108,1 | 82,3 | 3,3 | 3,4 |
| 07.00 |  |  |  |  |  | 0 | 0 |  |  |
| 08.00 |  |  |  |  |  | 99,7 | 82,8 | 3,3 | 3,2 |
| 09.00 | 50,1 | 37,5 | 4,1 | 5,5 |  | 101,9 | 80,4 | 3,2 | 3,2 |
| 10.00 | 46,1 | 34,9 | 3,8 | 5,1 |  | 92,5 | 69,6 | 2,8 | 2,9 |
| 11.00 | 65,9 | 42,0 | 4,6 | 7,2 |  | 63,3 | 48,7 | 2,0 | 2,0 |
| 12.00 | 78,1 | 56,7 | 6,2 | 8,6 |  | 86,2 | 66,3 | 2,7 | 2,7 |
| 01.01 | 69,0 | 41,0 | 4,5 | 7,6 |  | 91,5 | 71,1 | 2,9 | 2,9 |
| 02.01 | 64,0 | 43,9 | 4,8 | 7,0 |  | 90,1 | 70,4 | 2,8 | 2,9 |
| 03.01 | 61,6 | 39,8 | 4,4 | 6,7 |  | 143,9 | 93,2 | 3,7 | 4,6 |

Блок №7

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| интервалы дебитов | | qн<20 | | | 20<qн<40 | | | | | qн>40 | | | | |
| базовый дебит | дебит ж. м3/сут до ГРП | дебит н, т/сут до ГРП | кратность д. н. | кратность д. ж. | базовый дебит | дебит ж. м3/сут до ГРП | дебит н, т/сут до ГРП | кратность д. н. | кратность д. ж. | базовый дебит | дебит ж. м3/сут до ГРП | дебит н, т/сут до ГРП | кратность д. н. | кратность д. ж. |
| 7,0 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 09.00 | 76,4 | 32,4 | 4,6 | 8,5 | ГРП не применялся | | | | | | | | | |
| 10.00 | 65,3 | 35,8 | 5,1 | 7,3 |
| 11.00 | 59,1 | 33,2 | 4,7 | 6,6 |
| 12.00 | 61,9 | 34,8 | 5,0 | 6,9 |
| 01.01 | 0 | 0 |  |  |
| 02.01 | 0 | 0 |  |  |
| 03.01 | 79,7 | 26,6 | 3,8 | 8,9 |

Блок №8

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| интервалы дебитов | | qн<20 | | | 20<qн<40 | | | | | qн>40 | | | | |
| базовый дебит | дебит ж. м3/сут до ГРП | дебит н, т/сут до ГРП | кратность д. н. | кратность д. ж. | базовый дебит | дебит ж. м3/сут до ГРП | дебит н, т/сут до ГРП | кратность д. н. | кратность д. ж. | базовый дебит | дебит ж. м3/сут до ГРП | дебит н, т/сут до ГРП | кратность д. н. | кратность д. ж. |
|  |  |  | 27,9 |  |  |  |  |  |
| 02.01 | ГРП не применялся | | | |  | 61,6 | 43,3 | 1,6 | 1,7 | ГРП не применялся | | | | |
| 03.01 |  | 85,7 | 52,6 | 1,9 | 2,4 |

# В подавляющем большинстве случаев операции проведения ГРП на Усть – Балыкском месторождении дают высокие результаты.

1. **Заключение**

# В результате ГРП уменьшилась обводненность большинства скважин.

Особенно эффективной технология оказалась применена на примере скважины 1336. Высокий прирост дебета был отмечен в течении первого месяца. В работу были вовлечены даже пропласты, которые ранее не дренировались.

На трех участках была сопоставлена динамика динамика жидкости и дебитов скважин в зоне эффективного влияния соседних нагнетательных скважин, и расположенных за пределами зон. Для исследований были выбраны три участка.

Так, дебиты нети за пределами зоны влияния, для районов 7,8, значительно выше, чем показатели в самой зоне. В то же время дебиты жидкостей не отличались. Из вышесказанного можно сделать вывод о том, что в рассмотренной зоне применение ГРП не эффективно.

Вторым характерным участком является блок №1. В этой зоне показатели несколько выше, в сравнении с блоками №7 и 8, однако тоже высоких результатов не наблюдается.

Район блоков №3 – 5 показал низкую эффективность ГРП, которая была значительно увеличена и дала большой приток к забою, после проведения оптимизации. На других блоках оптимизация не дала результатов.

Длительность эффекта применения гидроразрыва пласта оценивается на основании темпов падения дебитов с течением времени.

Для первого блока длительность эффекта была незначительной. Ориентировочно эффект продлился до конца 2001.

Для оценки эффективности ГРП отталкиваются от показателей базового дебита и дебита, достигнутого после ГРП. Оценка эффективности ведется по каждой из скважин в отдельности.

В итоге проведения ГРП был получен прирост 84,665 тыс.т. в сумме на 12 скважин.

В 2000 – 2001 годах была осуществлена 31 операция ГРП.

Результаты проведенного ГРП неравномерны для всего пласта БС10 в целом.

**Список литературы**

1. <http://www.ecosystema.ru/08nature/world/geoussr/2_1.html>
2. «Мобилизационная модель экономики: исторический опыт России ХХ века»: сборник материалов II Всероссийской научной конференции / под ред. Г. А. Гончарова, С. А. Баканова. – Челябинск: Энциклопедия, 2012. – 662 с.
3. Молодой учёный Ежемесячный научный журнал № 1 (36) / 2012 Том 1
4. Косков, В.Н. К71 Комплексная оценка состояния и работы нефтя – ных скважин промыслово – геофизическими методами: учеб. пособие / В.Н. Косков, Б.В. Косков, И.Р. Юш – ков. – Пермь: Изд – во Перм. гос. техн. ун – та, 2010. – 226 с.
5. [http://coolreferat.com/](http://coolreferat.com/%D0%9F%D0%B5%D1%80%D1%81%D0%BF%D0%B5%D0%BA%D1%82%D0%B8%D0%B2%D0%BD%D1%8B%D0%B5_%D1%82%D0%B5%D1%85%D0%BD%D0%BE%D0%BB%D0%BE%D0%B3%D0%B8%D0%B8_%D0%B1%D1%83%D1%80%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D1%8F_%D1%81%D0%BA%D0%B2%D0%B0%D0%B6%D0%B8%D0%BD)
6. Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта. М.: Недра, 1986. 165 с.
7. Бурдынь Т.А., Горбунов А.Т., Лютин Л.В. Методы увеличения нефтеотдачи пластов при заводнении. М.: Недра, 1983. 192 с.
8. Усенко В.Ф. Исследование нефтяных месторождений при давлениях ниже давления насыщения. М.: Недра, 1967. — 216 с.
9. Городилов В.А., Мухаметзянов Р.Н., Храмов Г.А. и др. Особенности геологического строения и разработки недонасыщенных нефтью залежей Ноябрьского района Западной Сибири. —М.: ВНИИОЭНГ, 1993. 69 с.
10. Закиров С.Н. [и др]. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. М. 2004. 520 с.
11. Щелкачёв В.Н. Отечественная и мировая нефтедобыча. История развития, современное состояние и прогнозы. М.:ГУП ≪Изд – во ≪Нефть и газ≫ РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2001. 128 с.
12. Крянев Д.Ю., Чистяков А.А., Елисеев Н.Ю. и др. Повышение нефтеотдачи пластов месторождений Западной Сибири. М.: Фирма ≪Блок≫, 1988. 40 с.
13. Бурдынь Т.А., Горбунов А.Т., Лютин Л.В. Методы увеличения нефтеотдачи пластов при заводнении. М.: Недра, 1983. 192 с.
14. Пасынков А.Г. [и др]. Влияние особенностей геологического строения пластов АВ2 – 3 и АВ4 – 5 Самотлорского месторождения на состояние их разработки // Нефтяное хозяйство. 2000. № 9. С. 27–30.
15. Александров В.М., Мазаев В.В., Пасынков А.Г. Эффективность кислотного воздействия на пласт ЮС11 Фаинского месторождения в зонах развития породколлекторов различного палеофациального генезиса // Нефтяное хозяйство. 2005. № 8. С. 66–71.
16. Латыпов А.Р. [и др]. Перспективы применения газовых методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях ОАО ≪Юганскнефтегаз≫ // Освоение ресурсов трудноизвлекаемых и высоковязких нефтей: Тез. 5 – й международ. конф. Краснодар, ООО ≪НК ≪Роснефть≫ —НТЦ≫, 2005. С. 45–47.