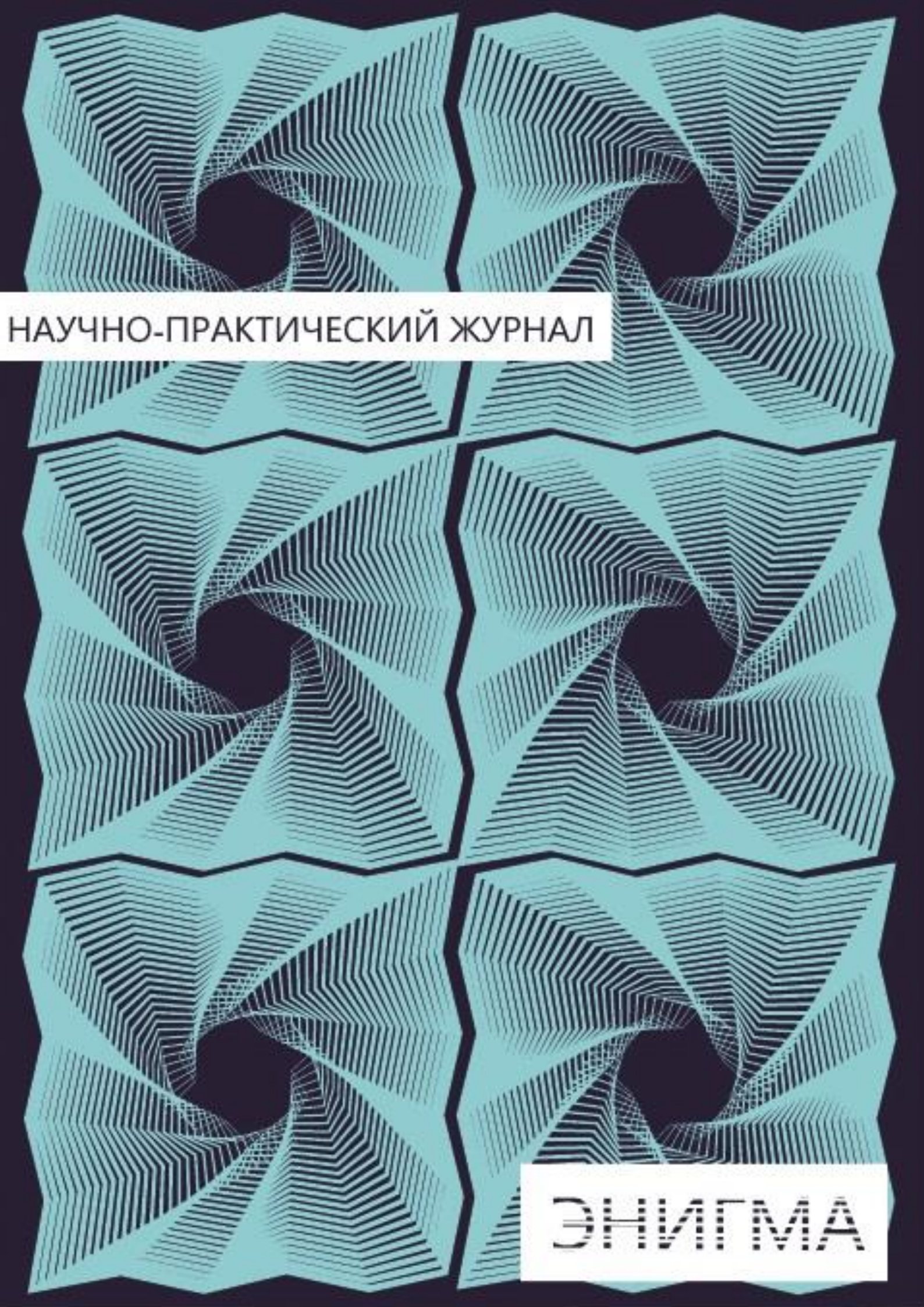

НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ
ЭНИГМА

Научно-практический журнал «Энигма» Выпуск №27 часть 1 (Ноябрь 2020).

Scientific and practical journal «Enigma-science» Issue № 27 part 1 (November 2020).

Главный редактор: Шелистов Н.А.

Редакция «Энигма»

Editor-in-chief: Shelistov N.A.

The editors of «Enigma-science»

В журнале «Энигма» представлены научные труды научных деятелей российских вузов, исследователей ближнего и дальнего зарубежья, целью которых является обогащение научных кадров и доведение до них актуальных проблем современной науки, стимулирование дальнейших исследований.

Издание «Энигма» — это международный электронный научный журнал, предоставляющий возможность исследователям опубликовать результаты собственной научной и прикладной деятельности.

The journal "Enigma" presents scientific works of scientists from Russian universities, researchers from near and far abroad, the purpose of which is to enrich the scientific staff and bring them to the actual problems of modern science, to stimulate further research.

Enigma is an international electronic scientific journal that allows researchers to publish the results of their own scientific and applied activities.

Полное или частичное воспроизведение или ксерокопирование, какими бы ни были материалы, опубликованные в этом журнале, разрешается только с письменного **разрешения издателя**.

Full or partial reproduction or copying of any material published in this journal is permitted only with the written permission of the publisher.

Электронный адрес научного журнала: https://enigma-sci.ru

E-mail address of the scientific journal: https://enigma-sci.ru

E-mail: enigmasci@list.ru

Оглавление	2
ТЕХНИЧЕСКИЕ НАУКИ	5
Белоус А.Ю. ОПЫТ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГС	5
Белоус А.Ю. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ГС	9
Белоус А.Ю. ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ГС	12
Белоус А.Ю. ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ ТЕХНОЛОГИИ ГС НА ВАТЬЕГАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	17
Зинченко И.Л. ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА	26
Зинченко И.Л. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА	31
Зинченко И.Л. ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ОБЪЕКТЕ АЧ3-4 УРЕНГОЙСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	35
Зинченко И.Л. АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ОСНОВНЫХ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ МГРП	40
Кожевников И.Ю. ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ГОРЕНИЯ В БИТУМНЫХ СЛАНЦАХ	46
Кожевников И.Ю. ОЦЕНКА ПРИМЕНИМОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ГОРЕНИЯ В БИТУМНЫХ СЛАНЦАХ	49
Кожевников И.Ю. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ГОРЕНИЯ В БИТУМНЫХ СЛАНЦАХ	54
Озеров Д.С. АНАЛИЗ ПРОЦЕССОВ ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТОВ В ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ И МЕТОДОВ БОРЬБЫ С НИМИ	61
Озеров Д.С. МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАСЧЕТА ТЕМПЕРАТУРНОГО ГРАДИЕНТА В РАБОТАЮЩИХ СКВАЖИНАХ	66
Озеров Д.С. ОПИСАНИЕ ПРОГРАММНОГО ПРОДУКТА ДЛЯ РАСЧЕТА ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТОВ В ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ	69
Озеров Д.С. РЕГУЛИРОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО ГРАДИЕНТА ГАЗА В СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ	74
Петрук Н.С. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА КРАЙНЕМ МЕСТОРОЖДЕНИИ. ОТЕЧЕСТВЕННЫЙ ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ИССЛЕДУЕМОЙ ТЕХНОЛОГИИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ	80
Петрук Н.С. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА КРАЙНЕМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	86
Петрук Н.С. ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА КРАЙНЕМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	94
Петрук Н.С. АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ОБЪЕКТУ РАЗРАБОТКИ НА КРАЙНЕМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	99
Прокопьев-Ротермиль А.А.	105

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ГТМ НА ВОСТОЧНО-МЕССОЯХСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	
Прокопьев-Ротермиль А.А. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА ПРОЕКТА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	109
Прокопьев-Ротермиль А.А. ПРОГНОЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ	115
Прокопьев-Ротермиль А.А. АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ, ПРОВОДИМЫХ НА ВОСТОЧНО-МЕССОЯХСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	118
Сорочинский В.В. ТЕРМОГАЗОВЫЙ МЕТОД ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ	125
Сорочинский В.В. ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ ТЕХНОЛОГИИ ТЕРМОГАЗОВОГО МЕТОДА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ	130
Сорочинский В.В. ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ТЕРМОГАЗОВОГО МЕТОДА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ	135
Сорочинский В.В. ФОРМИРОВАНИЕ КОМПЛЕКСА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ВНЕДРЕНИЮ ТЕХНОЛОГИИ ТЕРМОГАЗОВОГО МЕТОДА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ НА ОБЪЕКТЕ РАЗРАБОТКИ	139
Удовико И.И. ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ МГРП НА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ	144
Удовико И.И. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ МГРП НА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ	150
Удовико И.И. КРИТЕРИИ ВЫБОРА ОБЪЕКТА ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ МГРП НА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ	155
Удовико И.И. ФОРМИРОВАНИЕ КОМПЛЕКСА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ВНЕДРЕНИЮ ИССЛЕДУЕМОЙ ТЕХНОЛОГИИ МГРП НА НА ОБЪЕКТЕ РАЗРАБОТКИ	159
Шихшаидов Г.Д. ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ МСГРП НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ	167
Шихшаидов Г.Д. СУЩНОСТЬ И ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ ТЕХНОЛОГИИ МСГРП НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ	174
Шихшаидов Г.Д. *ФИЗИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ МСГРП НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ*	179
Шихшаидов Г.Д. *АНАЛИЗ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ МСГРП НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ*	184
Якименко Е.В. *ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ИССЛЕДУЕМОЙ ТЕХНОЛОГИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ*	196
Якименко Е.В. *ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ*	201
Якименко Е.В. *АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ ОБЪЕКТОВ РАЗРАБОТКИ НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТА АВ21-2*	207
Якименко Е.В. *ПРОГНОЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СМОДЕЛИРОВАННЫХ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ*	215
Кожевников И.Ю. *ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ГОРЕНИЯ В БИТУМНЫХ СЛАНЦАХ*	222

ТЕХНИЧЕСКИЕ НАУКИ

УДК 622

Белоус А.Ю.

гр. РМмз-18, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

ОПЫТ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГС

Аннотация. *Развитие технологии горизонтальных скважин во второй половине двадцатого века изменило правило игры в нефтяной промышленности. Добыча на многих месторождениях, как на суше, так и на море, в настоящее время экономически оправдана только благодаря появлению технологии горизонтальных скважин.*

Ключевые слова: *ГС, Ватьеганское месторождение, технология горизонтальных скважин.*

Annotation. *The development of horizontal well technology in the second half of the twentieth century changed the game in the oil industry. Production at many fields, both on land and at sea, is currently economically justified only due to the advent of horizontal well technology.*

Key words: *GS, Vatyegan field, horizontal well technology.*

На текущей стадии разработки Ватьеганского месторождения наиболее актуальной является задача извлечения УВС из слабодренируемых участков залежей. Это необходимо для поддержания запланированных уровней добычи, при заметном снижении продуктивности. Задача осложняется общим снижени-ем пластовой энергии в связи с длительной эксплуатацией месторождения, что не позволяет выдерживать проектные значения депрессии на пласт, увеличени-ем обводненности продукции, возможным изменением линий фильтрационных потоков под влиянием системы поддержания пластового давления и рядом других факторов.

Ряд геолого-технических мероприятий позволяет либо частично восста-навливать продуктивность скважины, либо временно увеличивать дебит, либо изменить линии фильтрационных потоков, и вовлекать в разработку залежные участки. Вопрос оптимизации применяемых методов увеличения нефтеотдачи на Ватьеганском месторождении является актуальным.

Объектом исследования является залежь АВ1-3 Ватьеганского месторож-дения.

На сегодняшний день рентабельность разработки нефтяных и газовых месторождений сильно зависит от производительности добывающих и нагнета-тельных скважин. При освоении месторождений, имеющие небольшую толщи-ну, низкие фильтрационные свойства, залегающие на больших глубинах, или при разработке нефтяных оторочек, эксплуатация вертикальными скважинами вомногих случаях становится нерентабельной

из-за различных факторов, в том числе и высокой себестоимости добычи нефти, низких дебитов и неустойчивой работы этих скважин.

Особенности конструкции горизонтальных скважин, в отличие от верти-кальных, позволяют добывать с дебитами в несколько раз свыше, чем у верти-кальных скважин. При этом, увеличение дебита горизонтальных скважин обес-печивается за счет увеличения зоны дренирования. Зона дренирования верти-кальных скважин ограничивается толщиной вскрываемой пласта и диаметром ствола. Геометрические параметры зоны фильтрации горизонтальных скважин зависят от длины горизонтального участка ствола.

Продуктивные пласты Ватьеганского месторождения характерны выше-перечисленными свойствами.

Как уже отмечалось, вторым наиболее эффективным методом увеличе-ния нефтеотдачи среди всех применяемых методов на месторождении является ввод ГС (первым является бурение боковых стволов). На месторождении за-планирован ввод 56 ГС. При этом ожидается дополнительная добыча в 1284,7 тыс. т. Фактически с 01.01.2009-01.01.2016 годы пробурено 69 (1,2 раза свыше плана). Было получено 2557,4 тыс. т дополнительной добычи, что в 2 раза превышает запланированного. Таким образом, бурение ГС преимущественно эффективо для длительной эксплуатации скважин без прорыва воды (обвод-ненность продукции достигает 98%) и для неоднородных пластов по проница-емости.

В общем, за 2009-2015 годы в целом по месторождению утвержденные проектные решения выполняются в полном объеме. Наблюдается некоторое превышение по: бурению горизонтальных скважин (проект - 46 ед., факт – 67 ед.), физико-химическим (ОПЗ) – проект 497, факт – 1039; гидродинамическим (проект- 348, факт – 450) и перфорационным (выполнено больше на 117 опе-раций) методам.

Дополнительная добыча по факту оказалась выше проектной практиче-ски по всем мероприятиям. Ниже наблюдается по переводам на другой объект – 518,7 тыс. тпротив 672,5 тыс. т и РИР – 183,6 тыс. т против 205,3 тыс. т.

Технология бурения ГС впервые была разработана и успешно реализо-вана в отечественной практике в начале 50-х гг. Однако, в дальнейшем она не получила широкого применения.

Первый этап развития бурения ГС начался с 1950 по 1960 гг. (первый опыт бурения в СССР), а первые экспериментальные работы (по методу

А. М. Григоряна) были успешно испытаны в 1952 - 1953 гг. на Карташевском месторождении в Башкирии. Тогда была пробурена первая горизонтально - разветвленная скважина № 66/45 (рисунок 1.1, таблица 1.1). В этой скважине почти 80 % всей проходки

было пройдено непосредственно по продуктивному пласту. У нее было 10 резко искривленных стволов. Ее общая протяженность составила 1993 м, из которых 1768 м было пройдено непосредственно по про-дуктивному пласту, а глубина по вертикали - 600 м. Максимальное расстояние между ее забоями - 322 м, а длина наиболее протяженного горизонтального ствола- 168 м. Дебит нефти - 120 т/сут. Средний дебит нефти по вертикальным скважинам на этом же месторождении составил 7 т/сут. При этом скорость бу-рения ГС была ниже в 1,2 раза, а стоимость бурения в 1,5 раза дороже, хотя дебит ГС был выше в 17 раз. В таблице 1.1 приведены сравнительные показа-тели ГС и обычной скважины.

Таблица 1.1 – Сравнительные показатели ГС и обычной скважины

Показатели	Разветвленно-горизонтальная скважина №	Обычная скважина
Общая проходка в продуктивном пласте, м	1768	320
Дебит нефти, т/сут.	120	7
Скорость бурения,	600	705
Стоимость бурения,	75	50

На территории бывшего Советского Союза пробурено 207 горизонталь-ных скважин. В России в 1990 г. было пробурено 12 ГС, в 1991 г. - 44 (в том числе в Западной Сибири 13). В 1992 г. пробурено 32 ГС.

По данным производственных нефтяных организаций дебит освоенных скважин в 3 - 10 раза превышает дебит соседних вертикальных и наклонных скважин. За последние годы в соответствии с программой "Горизонт" органи-зовано бурение ГС в ПО Саратовнефтегаз, Башнефть, Татнефть, Нижневолжск-нефть, Коминефть, Сахалинморнефтегаз, Нижневартовскнефтегаз, Томскнефть, Пермнефть и др.

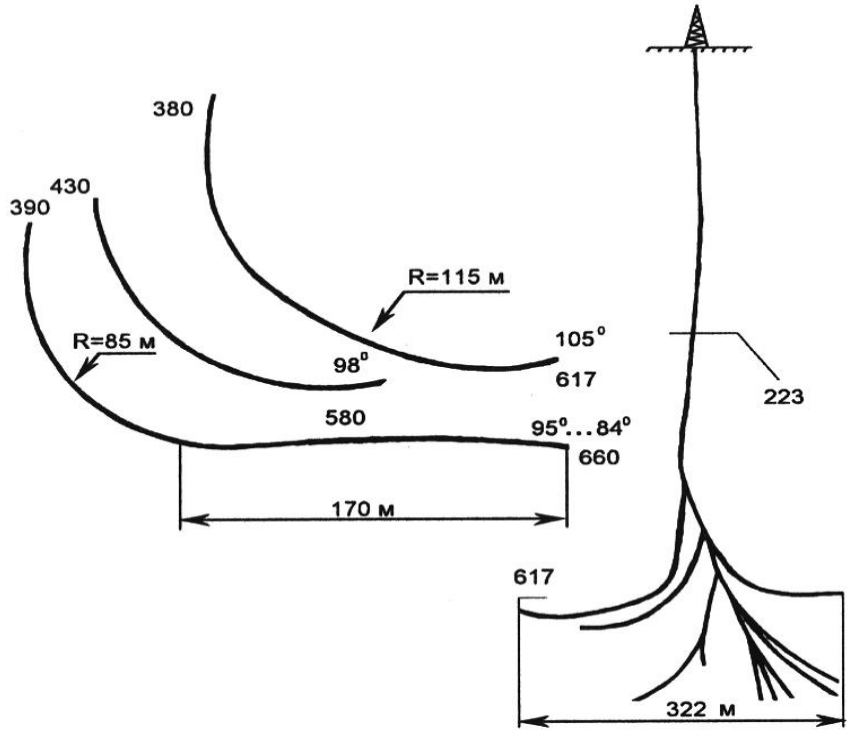


Рисунок 1.1 – Горизонтальные стволы скважины №66/45, 1953 г.

В Западной Сибири создано специализированное буровое предприятие по горизонтальному бурению в Нижневартовске (Инженерный центр по сер-висному комплексному информационному обеспечению), совместное предпри-ятие "Сибирский Сперри-Сан" в Нефте-Юганске. Подобные центры созданы в Башкирии, Саратовской области, г. Оренбурге, г. Сургуте и др. Районах.

При размещении горизонтальных боковых стволов, необходимо учитывать вертикальную проницаемость, вязкость флюида, толщину и неоднородность пласта и другие факторы, чтобы избежать прорыва воды.

В коллекторах, где проницаемость низкая, нужно тщательно рассчитать длину и направление боковых стволов скважины для максимального контакта с пластом.

Список использованной литературы

1. Дополнения к проекту разработки Ватьеганского месторождения» (протокол №4790 ЦКР Роснедр от 22.12.2009 г.)

2. Оперативный подсчет запасов и ТЭО КИН Ватьеганского место-рождения 2008г.

3. Борисов Ю. П., Пилатовский В. П., Табаков В. П. «Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами». М.: «Недра», 1964.

4. Борисов Ю. П., Табаков В. П. О притоке нефти к горизонтальным и наклонным скважинам в изотропном пласте конечной мощности. НТС ВНИИ, вып. 16, 1962.

5. Грачев С. И. Повышение эффективности разработки нефтяных ме-сторождений горизонтальными скважинами / А. В. Стрекалов, А. С. Самойлов – Тюмень: ТИУ, 2016.

6. Грачев С. И., Каширина К. О., Телков А. П. Определение опти-мального местоположения и дебита горизонтальной скважины, дренирующей нефтегазовую залежь с подошвенной водой. Сб.науч.тр. "Новые технологии для ТЭК Западной Сибири", вып.2. Тю-мень: ТюмГНГУ, 2006. – С.51–62.

7. Грачева С. К. Особенности методического подхода повышения эф-фективности работы горизонтальных скважин / С. К. Грачева, А. С. Самойлов //Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. - С.109-112.

УДК 622

Белоус А.Ю.

гр. РМмз18, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ГС

Аннотация. *В данной статье рассмотрена область применения технологии бурения ГС.*

Ключевые слова: *ГС, производительность скважины, пласт.*

Annotation. *In this article, the scope of GS drilling technology is considered.*

Keywords: *HS, well productivity, formation.*

Основной целью ГС является улучшение контакта с пластом и тем самым повысить производительность скважины. Как нагнетательная скважина, она обеспечивает большую контактную зону и, следовательно, повышает приемистость скважины, что желательно для повышения нефтеотдачи.

В общем, ГС бурится параллельно плоскости залегания пласта. Строго говоря, вертикальная скважина это скважина, которая пересекает плоскость пласта под углом 90 градусов. Другими словами, вертикальная скважина бурится перпендикулярно плоскости залегания пласта. Если залегание пласта вертикально, то обычная вертикальная скважина будет пробурена параллельно плоскости пласта, и в теоретическом смысле она будет горизонтальной скважиной. Как показано на рисунке 1.1, даже в пластах с вертикальной плоскостью залегания, возможна и вертикальная проходка и бурение в боковые стороны. Цель здесь пробурить несколько продуктивных пластов. В некоторых случаях, с точки зрения бурения, проще пробурить однупродуктивную зону, чтобы иметь полный контроль над траекторией скважины.

При анализе производительности ГС следует учитывать и геометрическое строение залегания пласта.

Типичный проект ГС отличается от проекта вертикальной, поскольку производительность скважины зависит от длины скважины. Кроме того, длина скважины зависит от техники бурения, используемая для бурения. Следовательно, важно, чтобы геологи и буровые бригады работали вместе, чтобы выбрать подходящий метод бурения, который даст оптимальную длину горизонтальной скважины.

Другим важным учетом является схема заканчивания скважины: можно иметь открытый ствол, вставить перфорированный лайнер, вставить лайнер с пакерами, либо обсадить ствол, а затем перфорировать колонну, в зависимости от местных потребностей и опыта заканчивания. Тип заканчивания влияет на производительность ГС, и определенные типы заканчивания возможны только при определенных методах бурения.

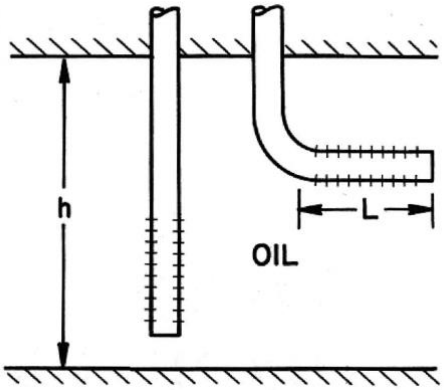


Рисунок 1.1 – Схема вертикальной скважины, пробуренной перпендикулярно плоскости залегания пласта, и горизонтальной скважины, пробуренной параллельно.

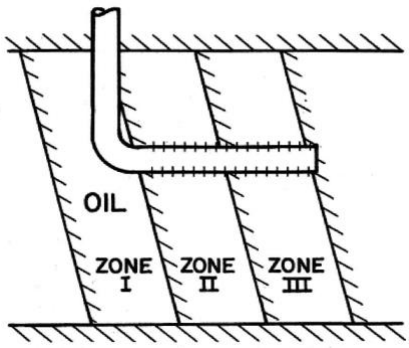


Рисунок 1.2 – Горизонтальная скважина в пласте с вертикальной плоскостью залегания

Методы бурения для горизонтальных скважин подразделяются на четыре категории в зависимости от их радиуса искривления. Радиус искривления это радиус, необходимый для перехода от вертикального к горизонтальному направлению. Четыре категории бурения в зависимости от радиуса искривления:

- ГС с большим радиусом искривления;
- ГС со средним радиусом искривления;

- ГС с малым радиусом искривления;
- ГС со сверхмалым радиусом искривления.

ГС со средним радиусом искривления

Радиус искривления составляет от 300 до 800 футов (91244 м); зенитный угол составляет от 6 до 20о/100 фут (30,5м). Этот вид бурения становится доминирующим методом бурения горизонтальных скважин. Благодаря большому радиусу искривления в скважине можно использовать большинство обычных инструментов бурения. Специально разработанные забойные двигатели используются для бурения таких горизонтальных скважин. Можно пробурить скважины очень длиной от 2000 до 4000 футов (6101219 м).

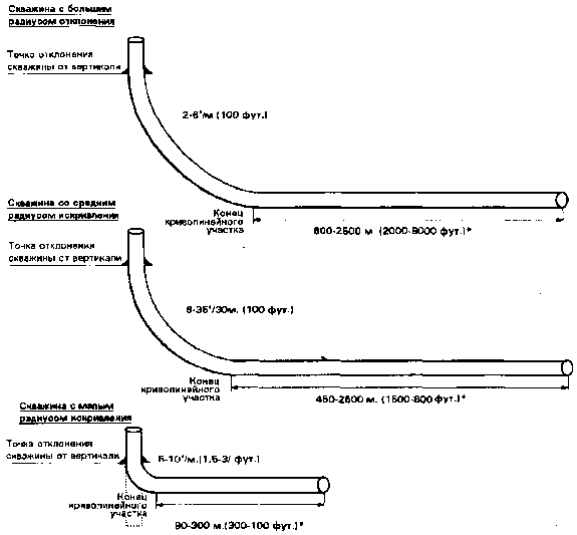


Рисунок 1.3 Сравнение типов горизонтальных скважин

ГС со сверхмалым радиусом искривления

Радиус искривление составляет от 1 до 2 футов (0,30,6 м); интенсивность набора зенитного угла составляет от 45 до 60° / фут (4560о/0,3м). При этом методе бурения с помощью высоконапорной гидромониторной промывки пробуриваются стволы длиной от 100 до 200 футов (3061м). Диаметр обсадной трубы ствола варьируется от 1,25 до 2,5 дюймов (3,2 – 6,4 м), в зависимости от используемой системы бурения. После бурения насоснокомпрессорная труба разобщается, и следующий ствол пробуривается на той же глубине.

Список использованной литературы

1. Дополнения к проекту разработки Ватьеганского месторождения» (протокол №4790 ЦКР Роснедр от 22.12.2009 г.)

2. Оперативный подсчет запасов и ТЭО КИН Ватьеганского месторождения 2008г.

3. Борисов Ю. П., Пилатовский В. П., Табаков В. П. «Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами». М.: «Недра», 1964.

4. Борисов Ю. П., Табаков В. П. О притоке нефти к горизонтальным и наклонным скважинам в изотропном пласте конечной мощности. НТС ВНИИ, вып. 16, 1962.

5. Грачев С. И. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений горизонтальными скважинами / А. В. Стрекалов, А. С. Самойлов – Тюмень: ТИУ, 2016.

6. Грачев С. И., Каширина К. О., Телков А. П. Определение оптимального местоположения и дебита горизонтальной скважины, дренирующей нефтегазовую залежь с подошвенной водой. Сб.науч.тр. "Новые технологии для ТЭК Западной Сибири", вып.2. Тюмень: ТюмГНГУ, 2006. – С.51–62.

7. Грачева С. К. Особенности методического подхода повышения эффективности работы горизонтальных скважин / С. К. Грачева, А. С. Самойлов //Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. С.109112.

УДК 622

Белоус А.Ю.

гр. РМмз18, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ГС

Аннотация. *Развитие технологии горизонтальных скважин во второй половине двадцатого века изменило правило игры в нефтяной промышленности. Добыча на многих месторождениях, как на суше, так и на море, в настоящее время экономически оправдана только благодаря появлению технологии горизонтальных скважин.*

Ключевые слова: *Ватьеганское месторождение, ГС, нефтенасыщенность.*

Annotation. *The development of horizontal well technology in the second half of the twentieth century changed the game in the oil industry. Production at many fields, both on land and at sea, is currently economically justified only due to the advent of horizontal well technology.*

Key words: *Vatyegan field, HS, oil saturation.*

На текущей стадии разработки Ватьеганского месторождения наиболее актуальной является задача извлечения УВС из слабодренируемых участков залежей. Это необходимо для поддержания запланированных уровней добычи, при заметном снижении продуктивности. Задача осложняется общим снижением пластовой энергии в связи с длительной эксплуатацией месторождения, что не позволяет выдерживать проектные значения депрессии на пласт, увеличением обводненности продукции, возможным изменением линий фильтрационных потоков под влиянием системы поддержания пластового давления и рядом других факторов.

Объектом исследования является залежь АВ13 Ватьеганского месторождения.

Преимущества горизонтальных скважин

Преимущества ГС перед вертикальными скважинами весьма значительны. Они включают в себя следующие:

• Повышенное извлечение нефти и газа. ГС, как правило, охватывает значительно большую зону дренирования, что существенно увеличивает извлечение нефти и газа в большинстве геологических условий. Более высокая производительность ГС приводит к увеличению добычи нефти и газа за относительно короткий период. ГС проникают больше в пласта и извлекают больше запасов;

• Сокращение конусообразования воды и выпадения песка: проявление водногазового конуса уменьшается благодаря геометрии потока фильтрации, тем самым сокращая количество восстановительных работ, требуемые в течение времени эксплуатации скважины. При эксплуатации ГС наблюдается относительно пониженный перепад давления в стволе скважины, связанный с более низкими скоростями фильтрации жидкости. Общее снижение выпадения песка ожидается благодаря сочетанию вышеперечисленного;

• Минимизацию негативного влияния при нарушении фильтрации по закону Дарси: в газовых коллекторах с высокой проницаемостью, бурение ГС позволяет снизить неблагоприятное влияние нарушения фильтрации по закону Дарси и минимизировать относительно высокий перепад давления на забое вертикально пробуренной скважины;

• Меньше эксплуатационных осложнений: правильно спроектированная ГС может эффективно сократить количество осложнений, связанные с добычей по сравнению с традиционной вертикальной скважиной, такие как низкие дебиты, ранний прорыв воды и снижение дебита, дорогостоящий капитальный ремонт, низкая возможность восстановления и преждевременная ликвидация скважин. Следовательно, ГС могут улучшить управление пластом и улучшить высокой окупаемости инвестиций;

• Избегание обводняемых зон. Практика позволяет заканчивать существующую вертикальную или наклоннонаправленную скважину в виде одно или многоствольной ГС, где боковые стволы проникают в зоны, ранее необводненные в результате предыдущих операций по заводнению;

• Лучшее извлечение нефти тепловым воздействием: ГС могут обеспечивать тепловую энергию для снижения вязкости тяжелой или сверхтяжелой нефти на большой расстояние в пласте, что увеличивает фильтрацию нефти и дебит в целом. ГС бурятся на залежях с тяжелой нефтью с применением тепловых методов воздействия для экономичного и устойчивого извлечения;

• Снижение влияния неоднородности пласта. Локальные влияния неоднородности пласта, такие как наличие барьера, ухудшение качества пласта и выклинивание пород, могут быть уменьшены, поскольку ГС имеет большую зону дренирования;

• Возможность эксплуатации в сложных пластах: во многих сложных геологических условиях бурение ГС является единственным вариантом, позволяющим экономически и эффективно разрабатывать месторождение. Эти скважины могут быть пробурены в нефтенасыщенных зонах или линзовидных пластах, где существуют карманы хорошего качества коллектора с точки зрения пористости, проницаемости и насыщенности жидкостью;

• Уменьшенную площадь куста скважин на поверхности: как указывалось ранее, ГС имеют значительно уменьшенный куст на поверхности по сравнению с большим количеством вертикальных скважин, необходимых для добычи нефти и газа. Это может оказать положительное влияние на любые экологические безопасности окружающей среды;

• Разработку морских месторождений: поскольку на морских платформах доступно ограниченное количество буровых слотов, ГС являются единственным вариантом для охвата большей части продуктивных пластов;

• Использование бурового раствора с низкой плотностью: поскольку эксплуатационная зона обсажена во время горизонтального бурения, можно использовать буровой раствор с низкой плотностью, что уменьшает повреждение пласта.

Недостатки горизонтальных скважин

• Основным недостатком ГС является то, что она может дренировать только один продуктивный пласт, в отличие от вертикальной, которая может вскрыть и дренировать несколько продуктивных пластов, расположенных на разных глубинах;

• Высокая металлоемкость при строительстве ГС;

• Другим недостатком ГС является их стоимость. Как правило, она стоит примерно в 1,4 –3 раза дороже, чем вертикальная скважина, в зависимости от используемого способа бурения и метода закачивания. За последние несколько лет дополнительные затраты на бурение горизонтальных скважин над вертикальными скважинами значительно сократились.

Кроме того, в случаях, когда производительность ГС ниже ожидаемой, могут возникнуть различные возможные проблемы. К ним относятся повреждение пласта, чрезмерный вынос песка и неэффективные боковые стволы из-за прорыва воды или из-за низкого качества пласта.

Проблемы, связанные с производительностью ГС

Когда ГС дает дебит меньше, чем ожидаемый, основная причина может быть связана с одним или несколькими из следующих:

- Неизвестные неоднородности пласта;
- Качество пласта ниже ожидаемого;
- Низкая вертикальная проницаемость, которая не облегчает фильтрацию жидкости к боковым стволам;
- Расположение скважины рядом с ВНК;
- Загрязнение призабойной зоны скважины;
- Герметичность скважины;
- Низкое качество заканчивания;
- Падение давления вдоль горизонтального участка, препятствующее потоку жидкости к стволу скважины;
- Неверные данные о пласте.

Критерии выбора объекта для бурения ГС

Определение условий продуктивного пласта

При бурении ГС нужно учитывать следущие факторы:

- Толщина пласта;
- Газонефтяной контакт (ГНК) и водонефтяной контакт (ВНК);
- Наличие трещин в пласте и их ориентация;
- Неоднородность пласта;
- Непроницаемые преграды на пути движения флюидов;
- Относительная проницаемость;
- Определение устойчивости ствола скважины.

Выбор объекта для горизонтального бурения

Некоторыми типичными особенностями коллекторов, для разработки которых применяется технология горизонтального бурения являются:

- Коллектор имеет линзообразную форму (то есть, промышленные зоны расположены в так называемых линзовидных карманах, в которых отдельная вертикальная или горизонтальная скважина может вскрыть многочисленные отдельные линзы). В таких случаях, горизонтальные скважины, пробуренные отодной вертикальной, могут вскрыть одновременно целый ряд отдельных линзовидных скоплений нефти;
- Коллектор имеет высокую трещиноватость (то есть, он может иметь высокую проницаемость только в одном направлении, или же он может отличаться природной трещиноватостью). Коллекторы вертикально расслоены при низкой проходимости между

зонами. Бурение параллельных горизонтальных стволов может обеспечивать вскрытие отдельных зон;

- При разработке коллектора требуется ППД заводнением. Первоначально вертикально пробуренная и законченная скважина может быть использована как нагнетательная, а затем пробуренные от нее горизонтальные скважины могут работать как добывающий, или же наоборот. Использование ГС в качестве нагнетательных позволяет оптимизировать контроль давления и повысить эффективность вытеснения нефти;
- Обводнение коллектора приводит к проникновению в зону с лучшими коллекторскими свойствами прежде, чем нефть будет вытеснена из менее продуктивных зон коллектора. Можно пробурить по одной горизонтальной скважине в каждой зоне нагнетания, регулируя длину горизонтального ствола в зависимости от свойств коллектора каждого слоя;
- Коллектор имеет две группы природных трещин; горизонтально пробуренная скважина пересекает только одну из групп. Группа параллельных скважин, пробуренных от основной горизонтальной в перпендикулярной плоскости, может обеспечить более эффективное дренирование коллектора.

Рекомендации по размещению ГС

Следующие служат общими рекомендациями при размещении ГС в обычных и нетрадиционных пластах:

- В обычных нефтяных пластах, склонных к обводнению, горизонтальные скважины располагаются в зонах, где остаточная нефтенасыщенность максимальна, избегая обводненных зон;
- При размещении горизонтальных боковых стволов, необходимо учитывать вертикальную проницаемость, вязкость флюида, толщину и неоднородность пласта и другие факторы, чтобы избежать прорыв воды;
- В коллекторах, где проницаемость низкая, нужно тщательно рассчитать длину и направление боковых стволов скважины для максимального контакта с пластом;
- В естественно трещиноватых пластах ГС бурится поперечно основному направлению трещин для максимального контакта с большим возможным количеством трещин, которые служат высокопроводящими микро-каналами для нефти и газа;
- Аналогичным образом, в пластах с анизотропностью, траектория ГС поперечна основному направлению проницаемости для обеспечения максимального потока жидкости в скважину;

- В неонородных коллекторах, имеющих сдвиги и отсеки, траектория ГС проектируется для добычи нефти из нескольких частей пласта, которые либо не имеют, либо имеют ограниченные гидродинамические связи.

Список использованной литературы

1. Дополнения к проекту разработки Ватьеганского месторождения» (протокол №4790 ЦКР Роснедр от 22.12.2009 г.)

2. Оперативный подсчет запасов и ТЭО КИН Ватьеганского месторождения 2008г.

3. Борисов Ю. П., Пилатовский В. П., Табаков В. П. «Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами». М.: «Недра», 1964.

4. Борисов Ю. П., Табаков В. П. О притоке нефти к горизонтальным и наклонным скважинам в изотропном пласте конечной мощности. НТС ВНИИ, вып. 16, 1962.

5. Грачев С. И. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений горизонтальными скважинами / А. В. Стрекалов, А. С. Самойлов – Тюмень: ТИУ, 2016.

6. Грачев С. И., Каширина К. О., Телков А. П. Определение оптимального местоположения и дебита горизонтальной скважины, дренирующей нефтегазовую залежь с подошвенной водой. Сб.науч.тр. "Новые технологии для ТЭК Западной Сибири", вып.2. Тюмень: ТюмГНГУ, 2006. – С.51–62.

7. Грачева С. К. Особенности методического подхода повышения эффективности работы горизонтальных скважин / С. К. Грачева, А. С. Самойлов //Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. С.109112.

УДК 622

Белоус А.Ю.

гр. РМмз-18, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ ТЕХНОЛОГИИ ГС НА ВАТЬЕГАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Аннотация. *Развитие технологии горизонтальных скважин во второй половине двадцатого века изменило правило игры в нефтяной промышленности. Добыча на многих месторождениях, как на суше, так и на море, в настоящее время экономически оправдана только благодаря появлению технологии горизонтальных скважин.*

Ключевые слова: *геолого-технологические факторы, технологии ГС, Ватьеганское месторождение.*

Annotation. *The development of horizontal well technology in the second half of the twentieth century changed the game in the oil industry. Production at many fields, both on land and at sea, is currently economically justified only due to the advent of horizontal well technology.*

Key words: *geological and technological factors, HS technologies, Vatyegan field.*

На текущей стадии разработки Ватьеганского месторождения наиболее актуальной является задача извлечения УВС из слабодренируемых участков залежей. Это необходимо для поддержания запланированных уровней добычи, при заметном снижении продуктивности. Задача осложняется общим снижени-ем пластовой энергии в связи с длительной эксплуатацией месторождения, что не позволяет выдерживать проектные значения депрессии на пласт, увеличени-ем обводненности продукции, возможным изменением линий фильтрационных потоков под влиянием системы поддержания пластового давления и рядом других факторов.

Ряд геолого-технических мероприятий позволяет либо частично восста-навливать продуктивность скважины, либо временно увеличивать дебит, либо изменить линии фильтрационных потоков, и вовлекать в разработку залежные участки. Вопрос оптимизации применяемых методов увеличения нефтеотдачи на Ватьеганском месторождении является актуальным.

Объектом исследования является залежь АВ1-3 Ватьеганского месторождения.

Особенности конструкции горизонтальных скважин, в отличие от вертикальных, позволяют добывать с дебитами в несколько раз свыше, чем у вертикальных скважин. При этом, увеличение дебита горизонтальных скважин обеспечивается за счет увеличения зоны дренирования. Зона дренирования вертикальных скважин ограничивается толщиной вскрываемой пласта и диаметром ствола. Геометрические параметры зоны фильтрации горизонтальных скважин зависят от длины горизонтального участка ствола.

На производительность ГС влияет ряд геолого-технических факторов. Основные факторы, влияющие на производительность горизонтальных нефтяных скважин следующие:

- симметричное и ассиметричное расположение ГС по толщине пласта и относительно контуров зоны дренирования;
- влияние толщины пласта;
- профиль горизонтального участка ствола;
- влияние проницаемости и депрессии на пласт;
- влияние потерь давления в горизонтальном участке ствола скважины;
- емкостные и фильтрационные свойства пласта;
- влияние скин-фактора;

- технологические и технические факторы и т.д.

Влияние толщины пласта

Влияние толщины пласта на производительность ГС довольно значительно. Для определенной длины ГС прирост в области контакта с пластом в тонком пласте намного больше, чем в толстом пласте. Например, предположим, что пробурена ГС длиной 305 м в двух возможных нефтянасыщенных пластах (один пласт толщиной 15м, а другой толщиной 152м). Увеличение площади контакта в пласте толщиной 15м при бурении ГС длиной 305м примерно в 20 раз больше, чем в вертикальной скважине. В отличие от этого, в пласте толщиной 152м увеличение площади при такой же длине только в два раза. Таким образом, в тонком пласте может быть достигнуто значительно большее увеличение области контакта, чем в толстом пласте. Важно отметить, что термины «толстый» и «тонкий» являются относительными. Следует увеличить площадь контакта, а не использовать конкретное определение «толстых» и «тонких» пластов. Кроме того, в толстых пластах больше запасов, чем в тонких.

Влияние толщины пласта на производительность ГС можно оценить с помощью уравнений стационарного режима течения. Для изучения влияния толщины пласта я провел расчеты по определению дебита нефти ГС при различных толщинах пласта $АВ_{1\text{-}3}$ Ватьеганского месторождения.

$$q_h = \frac{2\pi k_h h \Delta P/(\mu_0 B_0)}{\ln\left[\frac{a+\sqrt{a^2-(L/2)^2}}{L/2}\right]+(h/L)\ln[h/(2r_c]} \quad (1.1)$$

$$a = \left(\frac{L}{2}\right)\left[0{,}5+\sqrt{0{,}25+\left(\frac{2R_r}{L}\right)^4}\right]^{0{,}5} \quad (1.2)$$

$$q_v = \frac{2\pi k h \Delta P}{\mu_0 B_0 \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)} \quad (1.3)$$

Бурение ГС для освоения нефтяных и газовых месторождений может быть рентабельным. Предполагается, что пласт изотропен ($k_h = k_v$). Соотношения дебита нефти ГС и вертикальной скважины при различных толщинах пласта представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Результаты расчетов дебита нефти ГС и вертикальной скважины

Толщина пласта h,м	q_h/q_v при различных длинах ствола $L_{гор}$					
	$L_{гор}$ =150 м	$L_{гор}$ =200 м	$L_{гор}$ =250 м	$L_{гор}$ =300 м	$L_{гор}$ =350 м	$L_{гор}$ =400 м
5	3,85	6,52	6,27	6,13	6,03	5,96
10	3,58	5,94	5,84	5,77	5,73	5,71
15	3,32	5,41	5,42	5,43	5,44	5,45
20	3,08	4,94	5,03	5,10	5,16	5,20
25	2,86	4,52	4,68	4,80	4,89	4,96
30	2,67	4,16	4,37	4,52	4,64	4,74
35	2,49	3,85	4,09	4,27	4,41	4,52

Влияние проницаемости и депрессии на пласт на производительность ГС

Дебит ГС прямо пропорционален депрессии на пласт ΔP и абсолютной проницаемости пласта k. Таким образом, увеличение или уменьшение этих параметров приводит к росту или снижению дебита ГС. Изменения дебита нефти ГС при различных проницаемостях и депрессиях на пласт и толщине h = 10м. Например, при снижении абсолютной проницаемости с k = 75 до k = 5мД при длине ствола $L_{гор}$ = 200 м дебит нефти снизился с $Q_н$ = 54,17 м^3/сут до $Q_н$ = 3,61 м^3/сут , то есть, уменьшение дебита в 15 раз.

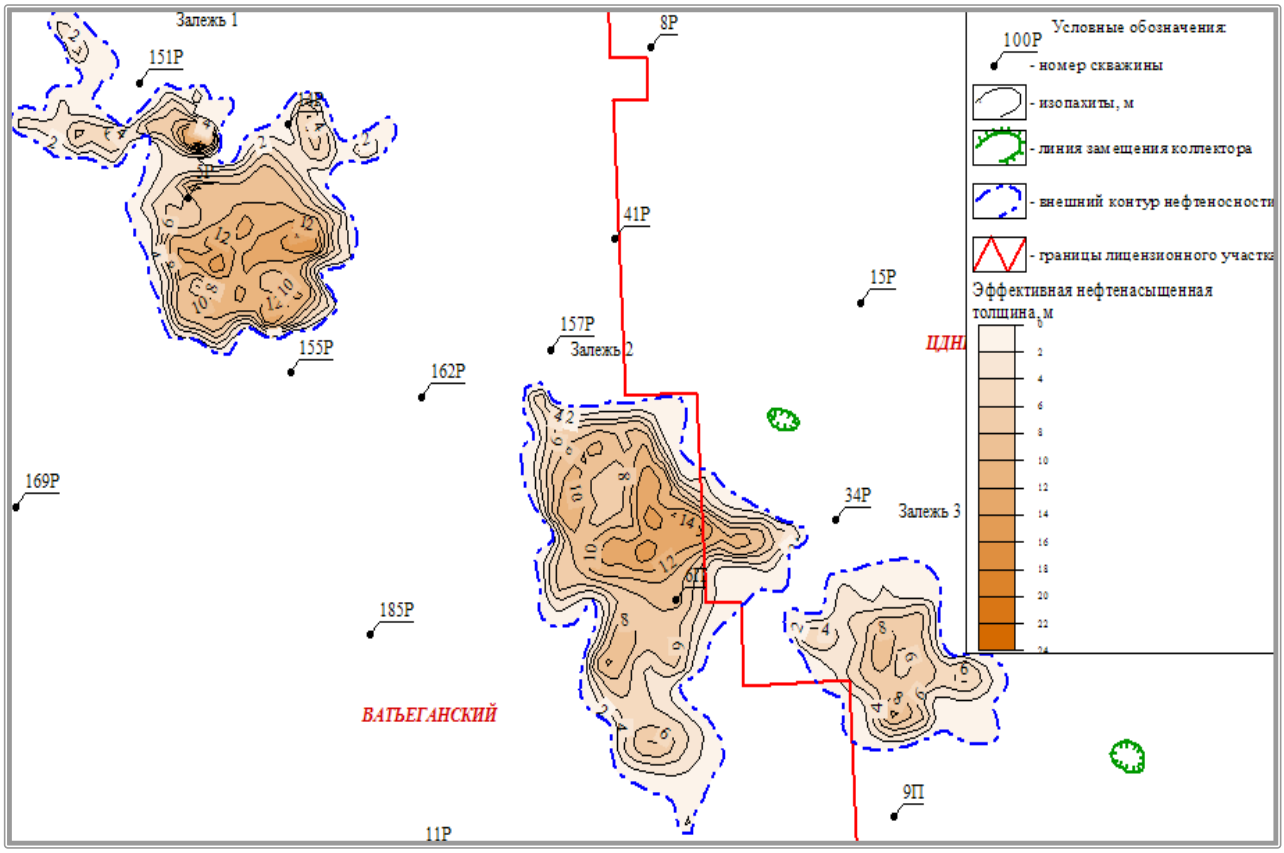


Рисунок 1.1 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин пласта $АВ_{1-3}$

Таблица 1.2 – Характеристика пласта $АВ_{1-3}$ по результатам интерпретации ГИС Ватьеганского месторождения

Параметры	**Ед. Измерения**	**Значение**
Пластовое давление	МПа	19,03
Забойное давление	МПа	17,45
Радиус скважины	м	0,1
Радиус контура питания	м	250
Средняя глубина залегания пласта	м	1870
Коэффициент проницаемости	мД	3-79
Эффективная нефтенасыщенная толщина	м	5,5-36
Пластовая тепературa	ºС	65,4
Обьемный коэффициент нефти	доли ед.	1,094
Плотность нефти	кг/м^3	816,8
Пористость	доли ед.	0,22
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа.с	2,67

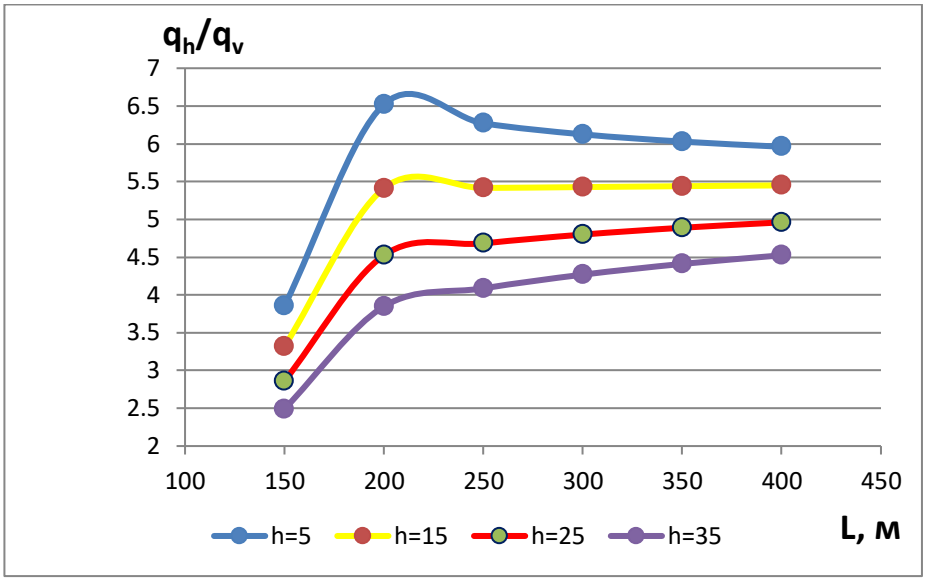


Рисунок 1.2 – Зависимость дебита ГС скважины от толщины пласта при различных $L_{гор}$

Таблица 1.3 – Дебит нефти ГС при различных проницаемостях пласта

Проницаемость k,мД	Дебит ГС, $Q_н$ м^3/сут, при различных длинах ствола $L_{гор}$					
	$L_{гор}$ =150 м	$L_{гор}$ =200 м	$L_{гор}$ =250 м	$L_{гор}$ =300 м	$L_{гор}$ =350 м	$L_{гор}$ =400 м
5	2,71	3,61	4,51	5,42	6,32	7,22
15	8,13	10,83	13,54	16,25	18,96	21,67
30	16,25	21,67	27,08	32,50	37,92	43,33
50	27,08	36,11	45,14	54,17	63,20	72,22
75	40,63	54,17	67,71	81,25	94,79	108,33

Аналогично, при уменьшении величины депрессии на пласт в 2 раза для той же толщины пласта и одинаковой длины горизонтального участка ствола, дебит нефти снижается в 2 раза.

Таблица 1.4 – Дебит нефти ГС при различных депрессиях пласта

Депрессия на пласт ΔР, МПа	Дебит ГС, $Q_н$ м^3/сут, при различных длинах ствола $L_{гор}$					
	$L_{гор}$ =150 м	$L_{гор}$ =200 м	$L_{гор}$ =250 м	$L_{гор}$ =300 м	$L_{гор}$ =350 м	$L_{гор}$ =400 м
0,1	1,44	1,92	2,40	2,88	3,36	3,84
0,5	7,20	9,60	12,00	14,40	16,80	19,20
1,0	14,40	19,20	24,00	28,80	33,60	38,40
1,5	21,60	28,80	36,00	43,20	50,40	57,60

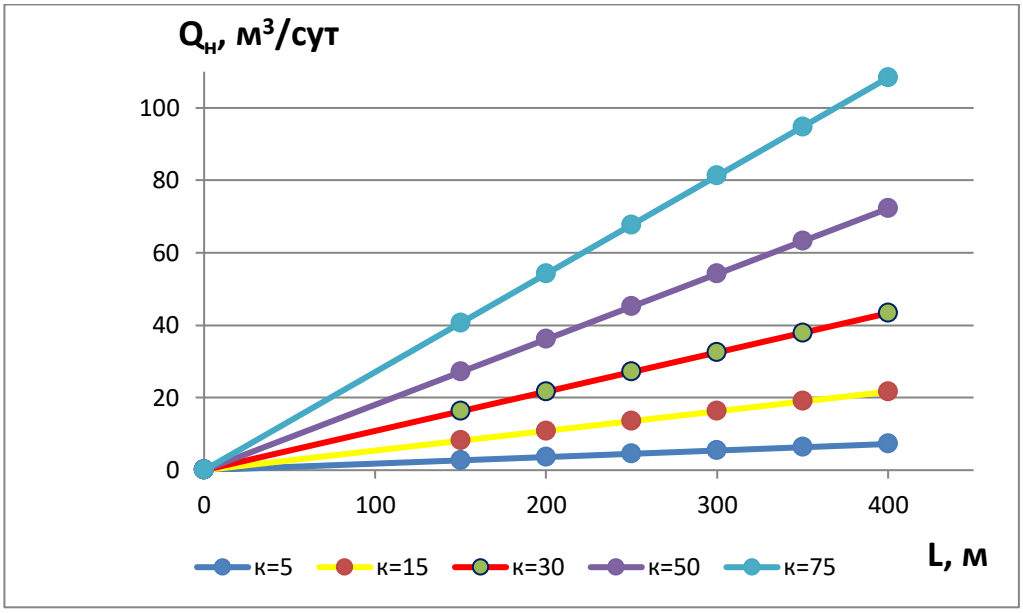


Рисунок 1.3 – Зависимость дебита ГС от длины ствола при различных проницаемостях пласта

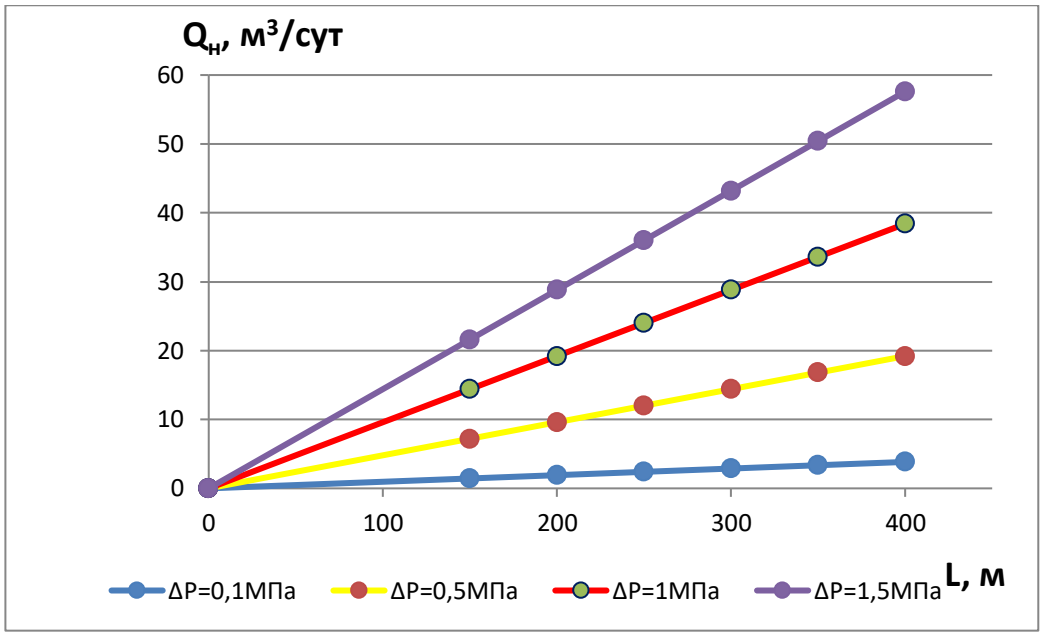


Рисунок 1.4 – Зависимость дебита ГС от длины ствола при различных депрессиях на пласт

Влияние радиуса контура питания полосообразного фрагмента залежи на производительность ГС

Область дренирования для ГС больше, чем для вертикальных благодаря их конструктивным особенностям. Благодаря большой длине, за определенный период времени при аналогичных условиях эксплуатации, ГС будет дренировать больше площади коллектора, чем вертикальная скважина. Если вертикальная скважина дренирует определенную зону коллектора (или площадь) в течение определенного времени, то эта информация может использована для расчета площади дренирования для ГС. ГС может

рассматриваться как ряд вертикальных скважин, пробуренных рядом друг с другом и законченных в ограниченной нефтенасыщенной толщине пласта. На рисунке показано влияние радиуса контура питания $R_к$ на дебит ГС при депрессии ΔP =1,5 МПа, толщине пласта h = 10м и различных длинах ствола. Результаты расчета представлены в таблице 2.6. Из рисунка можно сказать, что дебит нефти обратно пропорционален радиусу контура питания $R_к$. При увеличении $R_к$ с аналогичными депрессиями на пласт и длиной горизонтального ствола, дебит нефти снижается.

Таблица 1.5 –Дебит нефти ГС при различных радиусах контура питания

Радиус контура питания R_k, м	Дебит ГС, $Q_н$ м^3/сут, при различных длинах ствола $L_{гор}$					
	$L_{гор}$ =150 м	$L_{гор}$ =200 м	$L_{гор}$ =250 м	$L_{гор}$ =300 м	$L_{гор}$ =350 м	$L_{гор}$ =400 м
100	51,37	68.49	85.61	102.73	119.85	136.97
300	18,10	24.14	30.17	36.20	42.24	48.27
600	9,18	12.24	15.30	18.36	21.43	24.49

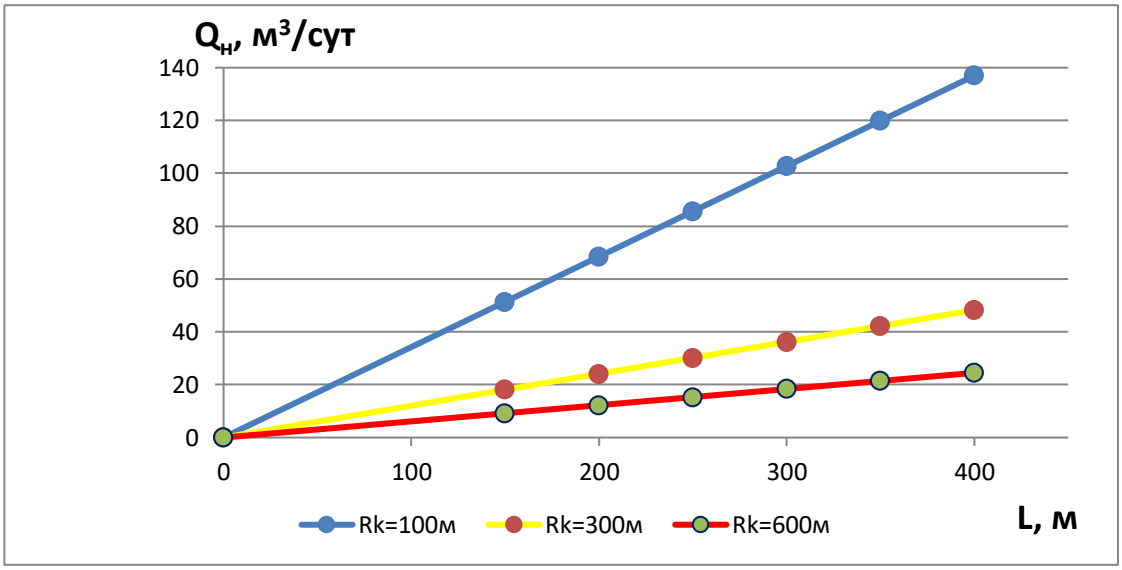


Рисунок 1.5 – Зависимость дебита горизонтальной скважины от длины ствола при различных различных радиусах контура питания

Основные выводы

Применение ГС основано на условиях пласта и требованиях при бурении. Во многих случаях на морских, арктических полях или на экологически чувствительных месторождениях, ГС могут улучшить экономику проекта за счет уменьшения количества скважин, необходимых для дренирования пласта. Сокращение количества скважин приводит к значительной экономии средств.

ГС открыли новую эру в нефтегазовой промышленности в последние десятилетия. Многие пласты, которые считались экономически неразрабатываемыми или технически сложными, сейчас разрабатываются на основе технологии горизонтального бурения.

Технология горизонтального бурения увеличивает объем извлеченных запасов, поскольку скважины могут эксплуатироваться в геологически сложных условиях, где вертикальные скважины не эффективны.

ГС можно классифицировать по радиусу кривизны, поскольку траектория скважины переходит из вертикального сечения в горизонтальное.

Стоимость ГС обычно в три-пять раз больше вертикальных; однако увеличение производительности ГС на 700% наблюдается в большинстве случаев. Во многих случаях ГС оказываются предпочтительным вариантом, основанным на экономическом анализе, когда учитывается стоимость добычи на баррель нефти.

Список использованной литературы

1. Дополнения к проекту разработки Ватьеганского месторождения» (протокол №4790 ЦКР Роснедр от 22.12.2009 г.)

2. Оперативный подсчет запасов и ТЭО КИН Ватьеганского место-рождения 2008г.

3. Борисов Ю. П., Пилатовский В. П., Табаков В. П. «Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами». М.: «Недра», 1964.

4. Борисов Ю. П., Табаков В. П. О притоке нефти к горизонтальным и наклонным скважинам в изотропном пласте конечной мощности. НТС ВНИИ, вып. 16, 1962.

5. Грачев С. И. Повышение эффективности разработки нефтяных ме-сторождений горизонтальными скважинами / А. В. Стрекалов, А. С. Самойлов – Тюмень: ТИУ, 2016.

6. Грачев С. И., Каширина К. О., Телков А. П. Определение опти-мального местоположения и дебита горизонтальной скважины, дренирующей нефтегазовую залежь с подошвенной водой. Сб.науч.тр. "Новые технологии для ТЭК Западной Сибири", вып.2. Тю-мень: ТюмГНГУ, 2006. – С.51–62.

7. Грачева С. К. Особенности методического подхода повышения эф-фективности работы горизонтальных скважин / С. К. Грачева, А. С. Самойлов //Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. - С.109-112.

УДК 622

Зинченко И.Л.

гр. РМмз-18-3, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

Аннотация. *Основной приоритет развития нефтегазовой отрасли - рост добычи углеводородов и повышение эффективности разработки месторождений. Добиться этого можно путем увеличения коэффициентов извлечения углеводородов на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, также путем ввода в разработку новых месторождений с ТРИЗ. С каждым годом ухудшается структура запасов углеводородов, это требует применения инновационных решений. Самым эффективным методом интенсификации добычи углеводородов является гидроразрыв пласта (ГРП) и многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП). Многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП) применяют в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах. Как показывает теория и практика разработки нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири, применение горизонтальных скважин целесообразно на залежах в низкопроницаемых и неоднородных ачимовских залежах Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения.*

Ключевые слова: *гидроразрыв пласта, Приобское месторождение, ГПР.*

Annotation. *The main priority for the development of the oil and gas industry is to increase the production of hydrocarbons and increase the efficiency of field development. This can be achieved by increasing the recovery coefficients of hydrocarbons in fields that are at a late stage of development, as well as by entering into development of new fields with TRIZ. The structure of hydrocarbon reserves is deteriorating every year, which requires the use of innovative solutions. The most effective method of intensifying hydrocarbon production is hydraulic fracturing (fracking) and multi-stage hydraulic fracturing (mgrp). Multi-stage hydraulic fracturing (mgrp) is used in directional and horizontal wells. As the theory and practice of developing oil and gas fields in Western Siberia shows, the use of horizontal wells is advisable on deposits in the low-permeable and heterogeneous Achimov deposits of the Urengoy oil and gas condensate field.*

Keywords: *hydraulic fracturing, Priobskoye field, GPR.*

В настоящее время бурение и испытание скважин на нефть, газ и газовый конденсат в США включает как вертикальные, так и горизонтальные скважины. В настоящее время самыми эффективными методами разработки и добычи углеводородов являются горизонтальное бурение скважин, сопровождающееся проведением многостадийного гидроразрыва пласта.

При проведении многостадийного гидроразрыва пласта трещины заполняются проппантом, состоящего из специального вещества, которое позволяет удерживать трещины в открытыми.

В настоящее время США ведется разработка 13-ти нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Шесть месторождений - Баккен, Игл Форд, Барнетт, Хайнесвилл - основные поставщики нефти и газа в США. На месторождениях Баккен и Игл Форд приходится 75% добытой в стране нефти.

Нефтегазовое месторождение Игл Форд находится на юге США - на побережье Мексиканского залива. Запасы месторождения по данным компании JHS оцениваются в 0,32-1,43 млрд тонн нефти и конденсата, 1,14 трлн $м^3$ газа.

Продуктивный коллектор месторождения Игл Форд залегает на глубине 3500 м и имеют высокую температуру, около 135 С и давление – 500 атм., открытая пористость – 9%. Эффективная толщина продуктивного пласта составляет около 30-100 м, средневзвешенная величина составляет 76 м. Разработка ведется с 158 горизонтальных скважин, в 124 осуществлен многостадийный (4-20 стадий) гидроразрыв пласта по технологии TTS и Zipper Frac.

Месторождение Баккен открыто на Севере США. Площадь месторождения составляет 300 $км^2$. Возраст - верхний девон -нижний карбон.

Разбуривание площади месторождения Баккен началось в 1953 году. В 2001 г. был применён стандартный ГРП. В 2010 г. На месторождении Элм-Кули добыто 6,4 млн тонн нефти и 0,8 млрд $м^3$ газа из 400 горизонтальных скважин.

Многостадийный гидравлический разрыв пласта осуществляется с помощью непрерывно раздувающихся пакеров. Международная компания США «Shell» осуществила 40-стадийный гидравлический разрыв пласта на данном месторождении.

Также, многостадийный гидроразрыв пласта показал свою высокую эффективность на месторождении Баккен. По российской классификации месторождений оно относится к категории крупных, по фильтрационно-емкостным свойствам коллектора и высокой степени литологической неоднородности – к месторождению с ТРИЗ. Ресурсы месторождения Баккен оцениваются в 580 млрд т нефти, 53 млрд $м^3$ газа и 23,5 млрд тонн конденсата.

В настоящее время в США активно проводится МГРП по технологии TTS и Zipper Frac.

Отечественный опыт

В России с каждым годом растет количество вовлекаемых в разработку трудноизвлекаемых запасов. В компании ООО «РН-Юганскнефтегаз» около половины

всего объема извлекаемых запасов относятся к категории трудноизвлекаемых. Самым популярным методом интенсификации добычи углеводородов является одностадийный ГРП в вертикальных и наклонно-направленных скважинах. Однако, данные методы не всегда обеспечивают экономическую эффективность разработки, особенно в продуктивных коллекторах с эффективной мощность менее 5—ти метров.

Изоляция интервалов, в которых ГРП уже завершен, достигается путем использования многоразового пакера (устройство для герметизации отдельных зон скважины), спускаемого на ГНКТ. После освоения скважины получен дебит нефти 125 тонн в сутки. Данный показатель превышает дебит после проведения МГРП с 10-ю стадиями на 47% на соседних скважинах Южно-Приобского месторождения.

На Приобском месторождении эксплуатируются три продуктивных пласта-коллектора: $АС_{10}$, $АС_{12}$, $АС_{13}$. Они относятся к отложениям борового типа характеризуются литологической неоднородностью и невыдержанностью по разрезу. Общая толщина пластов составляет 300 м, эффективная - 50 м. Пласты разделены глинистыми перемычками толщиной до 100 м. Пласт сложен крупнозернистыми алевролитами с прослоями неотсортированных разностей в нижней части разреза. Эффективная проницаемость по пласту $АС_{12}$ составляет 0,002 мкм^2, нефтенасыщенность - 0,64, песчанистость - 0,31, пористость - 0,18.

Продуктивные коллектора в основном представлены низкопроницаемыми горными породами с проницаемостью менее 10^{-3} мкм^2. На месторождении основной эксплуатационный фонд состоит из вертикальных скважин с ГРП и ННС с ГРП. Дебит ННС с применением одностадийного гидроразрыва пласта составляет около 5 - 25 т /сут, что не обеспечивает окупаемости затрат на строительство скважин. На месторождении применяется девятиточечная система разработки с плотностью сетки 25 га/скв.

Для того, чтобы поддерживать уровень добычи нефти на требуемом уровне при плохих горно-геологических условиях, с 2012 года на данном месторождении применяется технология многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах.

После проведения ГРП в скважинах проводился комплекс ГИС. Получены данные, согласно которым выявлено, что трещины, образовавшиеся после проведения гидроразрыва распределены в диапазоне от 290 до 350°.

Составлены следующие критерии, основываясь на которых осуществляется выбор участка залежи для бурения горизонтальных скважин с последующим проведением МГРП:

- отсутствие пересечения коллектора с другими продуктивными пластами;
- толщина пласта не ложна превышать 100 м (технологическое ограничение проведения операции ГРП);

– расчлененность пласта на 1 м эффективной толщины более 0,5;

– толщина глинистых перемычек между прослоями не более 3-4 м.

Учитывая эти критерии в западной части Приобского месторождения, в районе куста № 325, был выбран участок для применения технологии по бурению горизонтальной скважины с последующим проведением многостадийного гидроразрыва пласта. Горизонтальное окончание скважины забуривалось в пласт $АС_{12}$.

На рисунке 1.1 представлена используемая на Приобском месторождении компоновка для проведения многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальной скважине - технология многосекционной компоновки с портами для закачки проппанта, разделенными в затрубном пространстве пакерами.

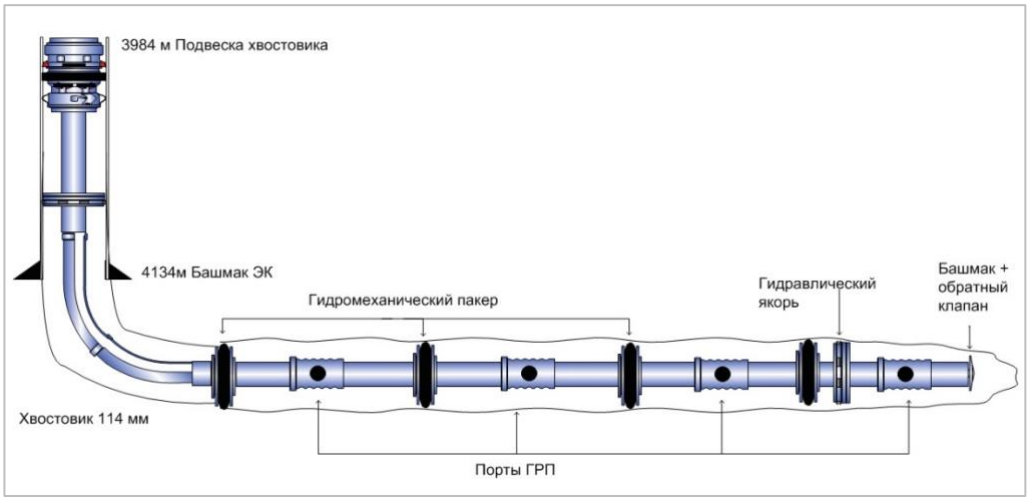


Рисунок 1.1 – Используемая на Приобском месторождении компоновка для проведения МГРП в ГС

Технология, представленная на рисунке 1.1 позволяет выполнять многостадийный гидроразрыв пласта в необсаженном стволе. В процессе закачки муфты последовательно открываются путем сбрасывания шаров и отсекают нижерасположенные интервалы после проведения в них ГРП. Такая система упрощена заканчиванием скважины без цементирования и перфорации хвостовика. Сроки выполнения работ зависят от дизайна ГРП и могут составлять от нескольких суток. Технология позволяет изолировать обводненные интервалы, увеличивая длительность безводного периода эксплуатации скважины.

На рисунке 1.2. приведено сравнение рассчитанной динамики накопленной добычи нефти по анализируемым вариантам разработки. Видно, что объем накопленной добычи нефти при применении ГС с МГРП на 23% выше чем при применении ННС с ГРП. Таким образом, на примере опытного участка Приобского месторождения показана эффективность применения ГС с многостадийным гидроразрывом пласта.

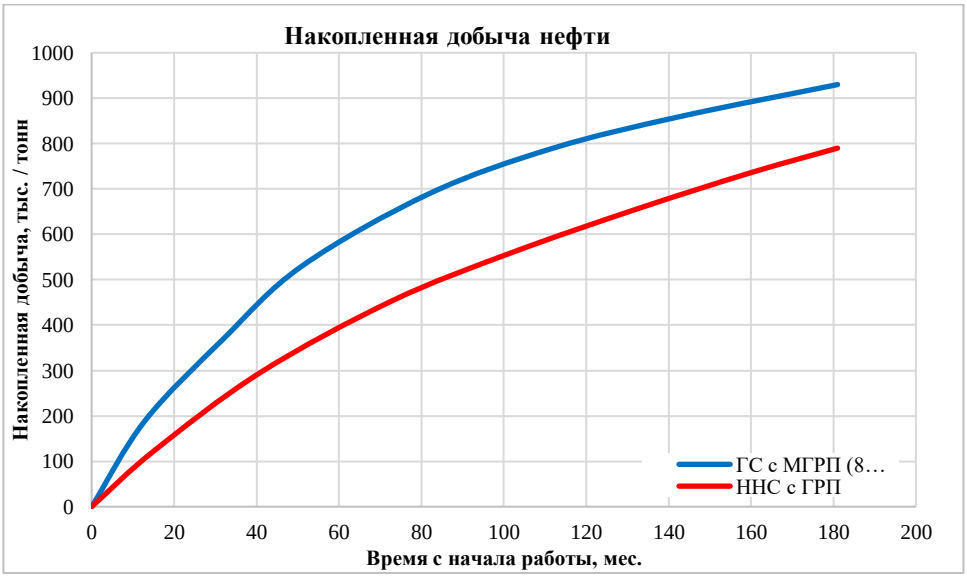


Рисунок 1.2 – Сравнение накопленной добычи нефти ГС и ННС

Список использованной литературы

1. Батлер Р.М. Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов[Текст], – Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2010.

2. Грачев С.И. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений горизонтальными скважинами / А.В. Стрекалов, А.С. Самойлов – Тюмень: ТИУ, 2016.

3. Кучумов А.И., Зенкиев М.Я. Диагностирование эффективности ГРП в условиях Западной Сибири. – Мегион: Издательство Мегион Экспресс 2009 г.4. Мешков В.М., Шубенок Д.С. Оценка эффективности гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах на основе термогидродинамических исследований // "Нефтяное хозяйство", № 7, 2008.

5. Колесов В.И. ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГО – ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ГРП // Научное сообщество студентов XXI столетия. ТЕХНИЧЕСКИЕ НАУКИ: сб. ст. по мат. LVII междунар. студ. науч. – практ. конф. № 9(56), 2010.

6. М. Углов. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта/ Майкл Экономидис, Роналд Олайни, Питер Валько // М - 2004г.

7. Черевко М.А., Янин А.Н., Янин К.Е Разработка нефтяных месторождений Западной Сибири горизонтальными скважинами с многостадийными гидроразрывами пласта. – Тюмень-Курган: Зауралье, 2015.

УДК 622

Зинченко И.Л.

гр. РМмз-18-3, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

Аннотация. *В данной статье рассмотрена область применения многостадийного гидроразрыва пласта.*

Ключевые слова: *гидроразрыв пласта, ГПР, МГРП.*

Annotation. *This article discusses the scope of multi-stage hydraulic fracturing.*

Key words: *hydraulic fracturing, GPR, mgrp.*

Компоновка для ГРП и изоляции нижележащих горизонтов спускается на гибкой трубе в интервал, где установлена скользящая муфта. Механический локатор обсадных муфт фиксируется в соответствующем пазу скользящей муфты. Затем производится установка мостовой пробки/пакера. Якорь пакера расклинивается внутри муфты, а уплотнительный элемент пакера герметизирует обсадную колонну ниже по стволу. Небольшое движение колонны гибких труб, а также создание давления в затрубном пространстве смещают муфту в положение «открыто», тем самым открывая отверстия и обеспечивая доступ для подачи жидкости гидроразрыва.

По движению колонны гибкий труб и жесткому упору муфты оператор убеждается в том, что муфта сдвинута. Кроме того, держатель локатора муфт закрывается, втягивая выступающие упоры локатора, что дает ещё один сигнал о том, что муфта сдвинулась.

Кислота или другие технологичные жидкости можно подать по затрубному пространству гибких труб в зону проведения гидроразрыва, обеспечивая циркуляцию по внутреннему пространству колонны гибких труб. В процессе гидроразрыва, гибкие трубы изолированы ниже точки ГРП, что позволяет получать данные о фактическом давление в точке гидроразрыва, служащие для оптимизации распределения проппанта.

В случае выпадения проппанта, его можно оперативно удалить через гибкие трубы обратной промывкой. После продавки жидкости в зону гидроразрыва, натяжением гибкой трубы открывается циркуляционный клапан и возвращает мостовую пробку в исходное положение. После этого компоновка для ГРП перемещается вверх к следующему интервалу ГРП - скользящей муфте, и вся последовательность действий повторяется. В практике, время между гидроразрывами составляет около 15 минут, а ГРП каждого интервала составляет около 60 минут, в зависимости от объема закачки проппанта. После извлечения из ствола компоновки для ГРП скважина готова к эксплуатации, поскольку в стволе не остается элементов, подлежащих извлечению, и пробок или седел шаровых кранов,

требующих разбуривания равнопроходного ствола, в котором ничто не препятствует начать добычу или производить ремонтные работы.

Подбор скважин-кандидатов для проведения операции многостадийного ГРП в настоящее время не является достаточно изученным и обоснованным. Помимо очевидных отличий от технологии традиционного ГРП и связанных с данным фактом сложностей в случае многостадийного ГРП также целесообразно выделить критерии предельной эффективности. Так, рост эффективности проведения многостадийного ГРП с увеличением таких параметров, как длина горизонтального ствола и количество стадий ГРП, не является линейным, и каждая последующая стадия ГРП или протяженность ствола горизонтальной скважины приводит к меньшему увеличению дебитов скважины.

Для изучения данной проблемы, выделения критериев применимости многостадийного ГРП в скважинах, пробуренных на ачимовские отложения, и выработки комплексного параметра успешности проведения операции был проанализирован ряд параметров скважин. Данные параметры были разделены на три группы:

Геологические параметры участка расположения скважины:

- эффективная толщина коллектора, характеризующий объемы газа и газового конденсата на единицу площади;
- расчлененность прослоев коллектора, данный параметр описывает изолированность пропластков по глубине коллектора, что в случае горизонтальной скважины может означать недренируемость части запасов, и устраняется при проведении ГРП;
- геофизический параметр ПС, данный параметр характеризует качество коллектора в пласте, в частности наличие коллекторского песчаного материала в породе пласта.

Параметры технологии проводки скважины (параметры конструкции):

- протяженность горизонтального участка;
- форма профиля ствола горизонтальной скважины;
- пространственная ориентация ствола скважины относительно линии сноса.

Технологические параметры:

- количество стадий ГРП
- масса закаченного проппанта на одну стадию.

Современные технологии проведения МГРП

На данный момент одой из главных задач, стоящих перед нефтяными компаниями, является применение геолого-технических мероприятий, направленных на вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов.

Одним из перспективных мероприятий, направленных на увеличение добычи нефти в низкопроницаемых коллекторах, а также месторождениях, продуктивные пласты которых имеют сложное геологическое строение, является многостадийный гидравлический разрыв пласта, в результате которого происходит не только интенсификация добычи нефти, но и вовлечение в разработку запасов, которые ранее оставались в зонах или участках пласта в силу ряда причин неохваченными разработкой. Результатом применения многостадийного гидроразрыва пласта, как правило, является длительное увеличение отборов жидкости, причем во многих случаях сопровождаемое снижением обводненности продукции и, как следствие, приростом нефтеотдачи. Многостадийный гидроразрыв пласта является высокоэффективной технологией интенсификации притока, повышения отдачи углеводородов. Эффективность достигается за счет устранения скин - фактора и увеличения площади дренирования скважины посредством создания крыльев трещины при условии обеспечения плановой проводимости трещины.

МГРП по технологии Zipper-frac. В основе технологии МГРП Zipper-frac лежит то, что операция будет осуществляться одновременно в двух горизонтальных стволах скважин, которые параллельны друг другу, и находятся на незначительном расстоянии друг от друга. Порты ГРП на скважинах располагаются на одной оси, напротив друг друга. Этапы ГРП последовательно чередуются, первый этап находится на скважине 1, затем, далее на первом интервале скважины 2 и так далее, либо ГРП может проводиться на двух скважинах одновременно. Схематичное изображение МГРП по технологии Zipper-frac приведено на рисунке 1.1.

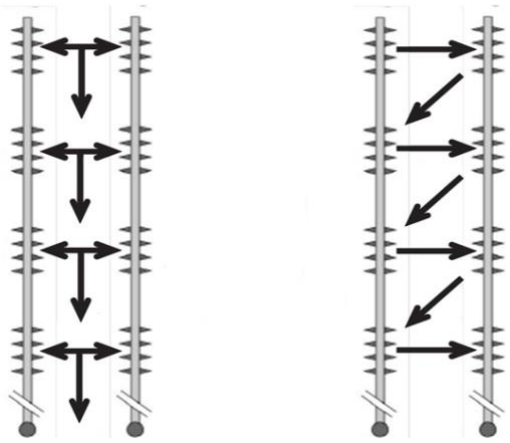


Рисунок 1.1 – Проведение МГРП по технологии Zipper-frac (с одновременным МГРП в портах в двух скважина и последовательном МГРП в скважинах

МГРП по технологии Zipper-frac (MZP). Технология модифицированного Zipper-frac (MZF) идентична с технологией Zipper-frac, она направлена на создание искусственного коллектора между скважинами и трещинами ГРП. Особенностью является необходимость создания более длинных трещин ГРП, чем при проведении Zipper-frac.

Различие заключается в смещении портов на скважине 2, так порт № 1 скважины должен располагаться между портами №№ 1 и 2 скважины 1, а порт № 2 второй скважины по центру интервала между портами №№ 2 и 3 первой скважины и т.д. Мероприятия ГРП осуществляются в очередности порты №№ 1 и 2 первой скважины, потом порт № 1 второй скважины, далее порт № 3 первой скважины, после порт № 2 второй скважины и далее в аналогичном порядке.

Ниже представлено схематическое изображение проведения МГРП по технологии Zipper-frac (MZP), рисунок 1.2.

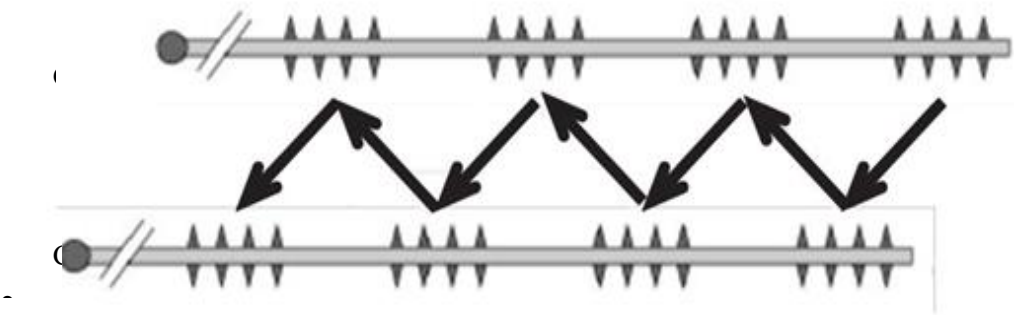


Рисунок 1.2 – Проведение МГРП по технологии MZP с одновременным ГРП в портах в двух скважина (слева) и последовательном ГРП в скважинах (справа)

Рекомендации проведения МГРП по технологии Zipper-frac:

- использование линейной жидкости разрыва и сшитой жидкости-песконосителя вязкостью до 500 сПз;
- расход закачки до 5 м3/мин;
- количество стадий ГРП более 5-ти;
- наличие дополнительного манифольда для переключения между скважинами;

освоение скважин после ГРП на ГНКТ с азотом.

Список использованной литературы

1. Батлер Р.М. Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов[Текст], – Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2010.

2. Грачев С.И. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений горизонтальными скважинами / А.В. Стрекалов, А.С. Самойлов – Тюмень: ТИУ, 2016.

3. Кучумов А.И., Зенкиев М.Я. Диагностирование эффективности ГРП в условиях Западной Сибири. – Мегион: Издательство Мегион Экспресс 2009 г.4. Мешков В.М., Шубенок Д.С. Оценка эффективности гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах на основе термогидродинамических исследований // "Нефтяное хозяйство", № 7, 2008.

5. Колесов В.И. ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГО – ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ГРП // Научное сообщество студентов XXI столетия. ТЕХНИЧЕСКИЕ НАУКИ: сб. ст. по мат. LVII междунар. студ. науч. – практ. конф. № 9(56), 2010.

6. М. Углов. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта/ Майкл Экономидис, Роналд Олайни, Питер Валько // М - 2004г.

7. Черевко М.А., Янин А.Н., Янин К.Е Разработка нефтяных месторождений Западной Сибири горизонтальными скважинами с многостадийными гидроразрывами пласта. – Тюмень-Курган

УДК 622

Зинченко И.Л.

гр. РМмз-18-3, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ОБЪЕКТЕ АЧ3-4 УРЕНГОЙСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Аннотация. Нефтяные, газоконденсатные, газоконденсатнонефтяные залежи в резервуарах ачимовской толщи контролируются литолого-тектоническими блоками (участками, ограниченными комбинированным развитием литологических и тектонических экранов). В пределах отдельных блоков распределение флюидов связано, в основном, с гипсометрией.

Ключевые слова: Уренгойского нефтегазоконденсатное месторождение, гидроразрыв пласта, Ачимовский нефтегазоносный комплекс.

Annotation. Oil, gas-condensate, and gas-condensate-oil deposits in the reservoirs of the Achimov strata are controlled by lithological-tectonic blocks (areas limited by the combined development of lithological and tectonic screens). Within individual blocks, the distribution of fluids is mainly related to hypsometry.

Keywords: Urengoy oil and gas condensate field, hydraulic fracturing, Achimov oil and gas complex.

Наибольшими размерами и повышенной продуктивностью характеризуется резервуар Ач3-4. Средние дебиты газоконденсатной смеси при исследовании на различных режимах во многих скважинах превышает 300–600 тыс. м3/сут, а дебиты стабильного конденсата варьируют от 80 до 150 м3/сут. В то же время отдельные участки и блоки характеризуются низкоэнергетическими свойствами и при испытании дают низкодебитные притоки газоконденсата.

Ачимовский нефтегазоносный комплекс является одним из наиболее сложнопостроенных объектов разреза. Песчано-алевритовые тела не выдержаны в широтном направлении, но довольно хорошо прослеживаются в меридиональном, образуя узкие зоны повышенных мощностей песчаников (до 40-60 м при общей мощности от 90 до 100 м), ориентированные с юга на север.

Следует отметить наличие в ачимовских отложениях Уренгойского нефтегазоносного района аномально высоких давлений и температур.

Песчано-глинистые отложения ачимовской толщи повсеместно перекрываются толщей морских нижневаланжинских глин большой мощности, на западе до 300 м, а в восточной части от 150 до 200 м.

Геологическое строение пластов осложнено целым рядом тектонических нарушений и зон глинизаций. В западной части в районе скважин 695, 255, 510 и на юге выделены водонасы¬щенные блоки, причем на юго-западе блок полностью водоносный, а в районе скважин 695, 255, 510 выделено несколько изолированных продуктивных блоков с разным положением ГВК.

В Уренгойском районе дизъюнктивная тектоника проявляется весьма широко: от образования высокоамплитудных взбросово-сбросовых подвижек до формирования трещинных зон, не вызывающих значительных смещений пластов, но, тем не менее, играющих экранирующую роль в резервуарах нижней части осадочного чехла.

При рассмотрении композитных временных разрезов между водонасыщенным блоком на южном куполе и газоконденсатной частью на Ново-Уренгойском и Уренгойском участках было выделено тектоническое нарушение, простирающееся с северо-запада на юго-восток и отделяющее блоки с различным насыщением.

Характеристика толщин и неоднородности и фильтрационно-емкостные свойства объекта Ач3-4 приводится в таблицах 1.1 и 1.2.

Таблица 3.1 - Характеристика фильтрационно-емкостных свойств объекта Ач3-4

Вид исследований	Наименование		Параметры			
			Коэффициент пористости, д. ед.	Проницаемость, *10^{-15} м^2	Коэффициент газонефтенасыщенности, д. ед.	Коэффициент остаточной водонасыщенности, д. ед
Объект Ач$_{3-4}$						
Лабораторные (керн)	Количество образцов		1139	1504		170
	Среднее значение		0,171	3,3		0,459
	Коэффициент вариации, д. ед.		0,090	0,9		0,08
	Интервал изменения	от	0,111	0,01		0.45
		до	0,216	132,0		0.849
По ГИС	Количество пластопересечений		1460	1457	704	
	Среднее значение		0,16	6,20	0,65	
	Коэффициент вариации, д. ед.		0,09	0,68	0,05	
	Интервал изменения	от	0,10	0,08	0,26	
		до	0,22	211,25	0,82	

Таблица 3.2 - Характеристика толщин и неоднородности объекта Ач3-4

Параметр	Показатели		Зоны пласта						Пласт в целом
			ЧГЗ	ЧНЗ	ГВЗ	ГНЗ	ВНЗ	ГНВЗ	
Общая толщина, м	Среднее		36.8	18,85	35,18	36,6	8		27,53
	Коэффициент вариации		0.11	0,17	0,08	0,1	-		0,15
	Интервал изменения	от	8,1	5,6	23,6	25,5	8		1,1
		до	64	39,9	48	51,9	8		70,8
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Среднее			8,79		10,8	1,6		8,74
	Коэффициент вариации			0,26		0,25	-		0,27
	Интервал изменения	от		1		2,4	1,6		1
		до		19,4		15	1,6		19,4
	Среднее		17.39		10,97	16,4			16,92

Эффективная газонасыщенная толщина, м	Коэффициент вариации		0.19		0,24	0,19			0,19
	Интервал изменения	от	0,8		4,4	5			0,8
		до	50,2		22,8	24,6			50,2
Эффективная водонасыщенная толщина, м	Среднее				10,5		2,6		12,79
	Коэффициент вариации				0,26		-		0,23
	Интервал изменения	от			2,8		2,6		0,8
		до			24,8		2,6		33,4
Коэффициент песчанистости, д.ед.	Среднее		0.480	0,495	0,606	0,742	0,525		0,489
	Коэффициент вариации		0.975	0,886	0,603	0,318	-		0,922
	Интервал изменения	от	0,033	0,044	0,385	0,679	0,525		0,033
		до	0,924	0,758	0,74	0,784	0,525		0,924

Анализ опыта разработки ачимовских залежей, его практическое и теоретическое изучение показали, что на эффективность и полноту извлечения углеводородов, определяющее влияние оказывает именно технологический режим работы скважины.

При получении низких значений продуктивности скважины по результатам анализа первичных исследований эксплуатационных скважин, необходимо проведение комплекса геолого-технических мероприятий по интенсификации притока и обеспечения минимально возможной депрессии на пласт при дебите, обеспечивающем вынос жидкой фазы. При этом проведение большеобъемного ГРП не может служить первоочередным и универсальным средством для увеличения добычных возможностей скважин по ряду причин, до сих пор остающихся неизученными.

В частности, при создании трещины гидроразрыва значительно увеличивается эффективный радиус скважины, при этом газопроводимость матрицы пласта остается неизменной. В данной связи обеспечивается исключительная связь скважины и пласта за счет увеличения площади фильтровой поверхности без обеспечения притока из удаленной зоны пласта. В результате вокруг трещины создается глубокая воронка депрессии, имеющая незначительное распространение по площади, естественным следствием чего становится образование «конденсатного вала».

В данной связи считаем, что перспективным направлением для повышения эффективности извлечения конденсата должны служить:

- разработка методов интенсификации, способствующих развитию естественной трещиноватости пласта (вибрационное и акустическое воздействие, модификации фраков пласта для создания плотной сети трещин малого объема и значительной протяженности);
- проведение детального литофациального анализа и его учет при построении геологических моделей на базе результатов разведочного и эксплуатационного бурения и геолого-геофизических и специальных керновых исследований;
- бурение скважин с субгоризонтальным окончанием ствола с максимальной проходкой по продуктивной части скважин (500-1000 м) для увеличения вероятности вскрытия зоны с высокой проницаемостью.
- бурение скважин с горизонтальным окончанием ствола с максимальной проходкой по продуктивной части скважин (100-1000 м) для увеличения вероятности вскрытия зоны с высокой проницаемостью и проведением МГРП.

Список использованной литературы

1. Батлер Р.М. Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов[Текст], – Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2010.

2. Грачев С.И. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений горизонтальными скважинами / А.В. Стрекалов, А.С. Самойлов – Тюмень: ТИУ, 2016.

3. Кучумов А.И., Зенкиев М.Я. Диагностирование эффективности ГРП в условиях Западной Сибири. – Мегион: Издательство Мегион Экспресс 2009 г.4. Мешков В.М., Шубенок Д.С. Оценка эффективности гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах на основе термогидродинамических исследований // "Нефтяное хозяйство", № 7, 2008.

5. Колесов В.И. ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГО – ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ГРП // Научное сообщество студентов XXI столетия. ТЕХНИЧЕСКИЕ НАУКИ: сб. ст. по мат. LVII междунар. студ. науч. – практ. конф. № 9(56), 2010.

6. М. Углов. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта/ Майкл Экономидис, Роналд Олайни, Питер Валько // М - 2004г.

7. Черевко М.А., Янин А.Н., Янин К.Е Разработка нефтяных месторождений Западной Сибири горизонтальными скважинами с многостадийными гидроразрывами пласта. – Тюмень-Курган: Зауралье, 2015.

УДК 622

Зинченко И.Л.

гр. РМмз-18-3, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ОСНОВНЫХ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ МГРП

Аннотация. *Объектом исследования является ачимовская залежь газового конденсата Ач3-4 Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения.*

Проведено исследование эффективности технологии многостадийного гидроразрыва пласта на ачимовской залежи газового конденсата Ач3-4 Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения с последующей проработкой рекомендаций по совершенствованию данной технологии.

В результате выполнения работы произведена оценка и детальный анализ применяемых в отечественной и мировой практике МГРП, представлен сравнительный анализ МГРП в горизонтальных скважинах и одностадийного гидроразрыва пласта в наклонно-направленных скважинах, сравнительный анализ продуктивности горизонтальных скважин в зависимости от числа стадий гидроразрыва, проведено прогнозирование эффективности применения технологии МГРП.

На основании результатов выполненных исследований выбраны наиболее оптимальные и эффективные параметры проведения МГРП (количество портов ГРП; масса закачиваемого проппанта в соответствии с условиями эксплуатации залежи Ач3-4 Уренгойского месторождения). Представлены обоснования применения МГРП.

Ключевые слова: *Уренгойское месторождение, МГРП, геолого-технологические факторы.*

Annotation. *The object of research is the Achimov Deposit of gas condensate AC3-4 of the Urengoy oil and gas condensate field.*

A study of the effectiveness of multi-stage hydraulic fracturing technology at the Achimov gas condensate Deposit Ach3-4 of the Urengoy oil and gas condensate field was conducted, followed by recommendations for improving this technology.

As a result of this work, an assessment and detailed analysis of the mgrp used in domestic and world practice are made, a comparative analysis of mgrp in horizontal wells and single-stage hydraulic fracturing in directional wells is presented, a comparative analysis of the productivity of horizontal wells depending on the number of hydraulic fracturing stages is performed, and the effectiveness of mgrp technology is predicted.

Based on the results of the research selected the most optimal and effective parameters of mgrp (the number of frac port; mass injected proppant in accordance with the operating conditions of ach3 Deposit-4 Urengoy field). Justifications for the use of mgrp are presented.

Key words: *Urengoy field, mgrp, geological and technological factors.*

Далее будет проведен регрессионный анализ влияния основных геолого-технологических факторов на эффективность МГРП: «Какой фактор приоритетный?»

На рисунке 1.1 представлена зависимость прироста продуктивности скважины после ГРП / МГРП от проводимости трещины. Коэффициент детерминации R^2 находится в пределах от 0,5 до 0,7, что говорит о средней, но достаточной, взаимосвязи данных величин. Видно, что проводимость трещины выше 3000 – 4000 мД·М практически не оказывает влияния на прирост продуктивности в условиях создаваемых полудлин.

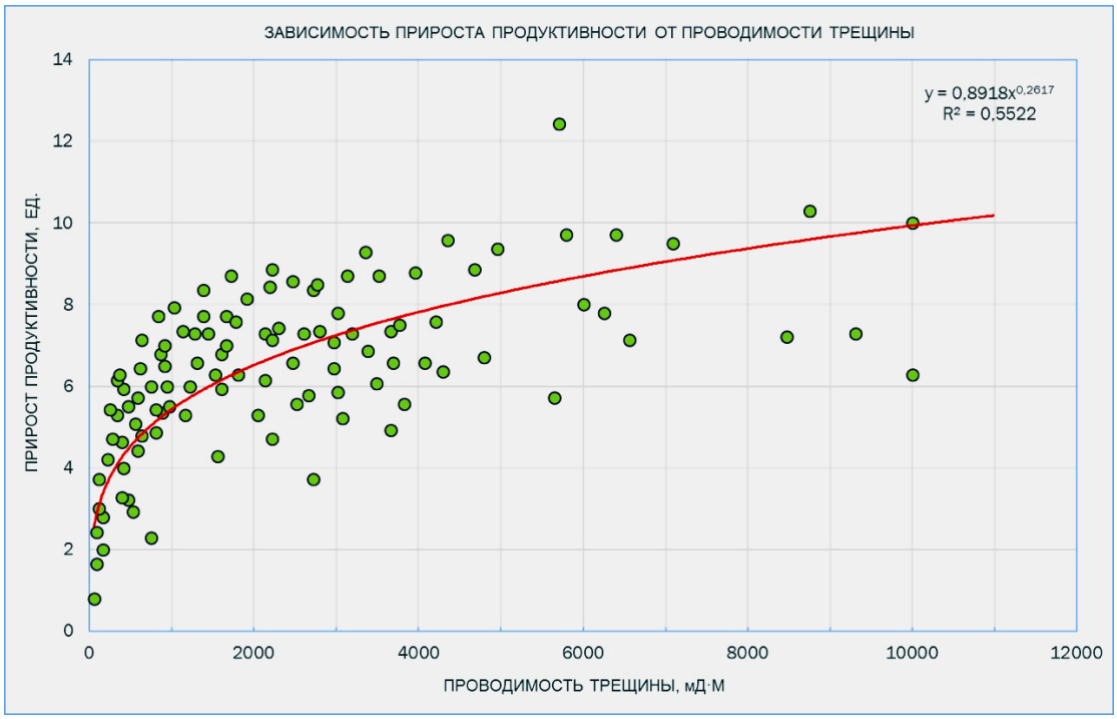


Рисунок1.1 - Зависимость прироста продуктивности скважины после ГРП / МГРП от проводимости трещины

На рисунке 1.2 представлена корреляционная зависимость прироста продуктивности скважины после ГРП / МГРП от полудлины трещины. Коэффициент детерминации R^2 близок к единице, что говорит о тесной взаимосвязи данных величин.

Протяженность трещины в условиях низко проницаемых коллекторов является определяющим фактором эффекта ГРП. В свою очередь полудлина напрямую определяется объемом закачки.

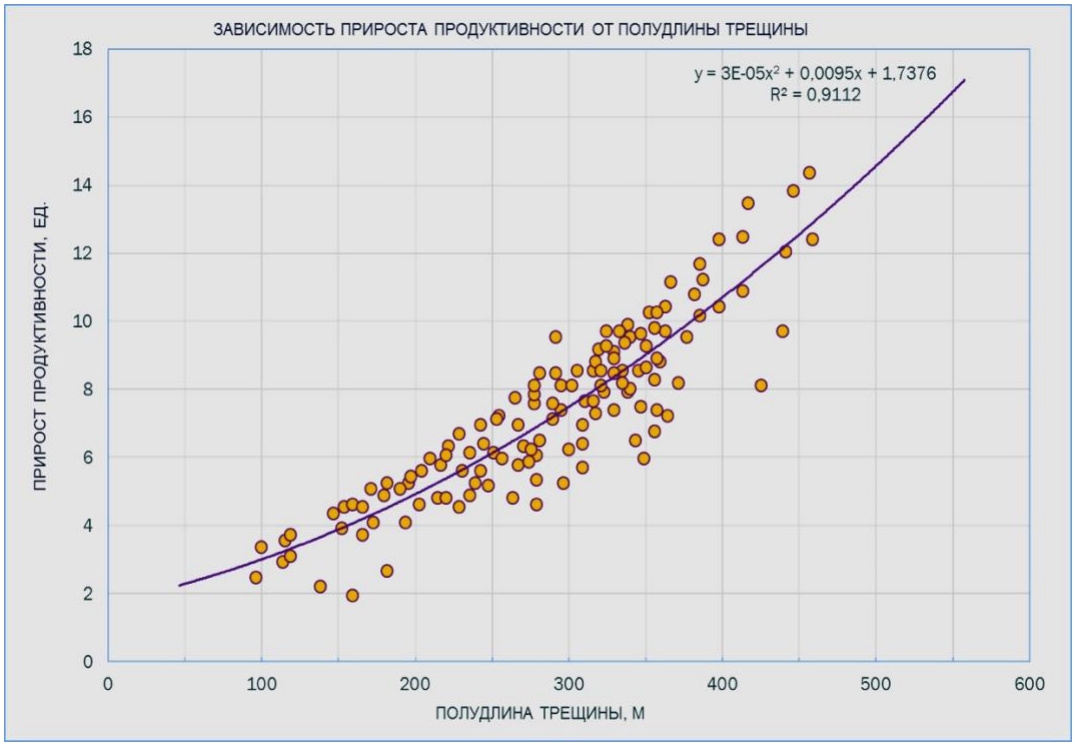


Рисунок 1.2 – Зависимость прироста продуктивности скважины после ГРП / МГРП от полудлины трещины

На рисунке 1.3 представлена корреляционная зависимость прироста продуктивности скважины после ГРП от массы проппанта, закаченного на 1 метр мощности пласта. Коэффициент детерминации R^2 находится в пределах от 0,5 до 0,7, что говорит о средней, но достаточной, взаимосвязи данных величин. Видно, что величина закачки свыше 10-ти тонн проппанта на 1 метр мощности пласта практически не оказывает влияния на прирост продуктивности скважины.

На рисунке 1.4 представлена корреляционная зависимость полудлины трещины от массы закаченного проппанта на 1 метр мощности пласта-коллектора. Коэффициент детерминации R^2 находится в пределах от 0,5 до 0,7, что говорит о тесной взаимосвязи данных величин. Видно, что величина закачки проппанта свыше 8-ми - 10-ти тонн на 1 метр мощности дает слабый пророст полудлины трещины, соответственно, и на прирост продуктивности. Выше была установлена практическая прямую взаимосвязь полудлины трещины и прироста продуктивности скважины.

Существуют технологические и экономические факторы, которые ограничивают рост объемов закачки. Соответственно, стоит задача – это найти оптимальные для каждой скважины объемы закачки проппанта для участков залежи разной мощности. Проведя анализ статистики, представленной выше, выявлено, что для разного значения мощности в целях достижения той или иной полудлины, требуется разная удельная закачка. Для

объекта Ач$_{3-4}$ построена математическая 3D-зависимость, которую можно использовать при долгосрочном планировании программы ГРП на объекте Ач$_{3-4}$ и схожих по ГФХ с ним объектах.

На рисунке 1.5 представлена 3D-зависимость полудлины трещины от мощности пласта от массы проппанта, закаченного на одну стадию МГРП.

Рисунок 1.3 - Зависимость прироста продуктивности скважины после ГРП от массы проппанта, закаченного на 1 метр мощности пласта

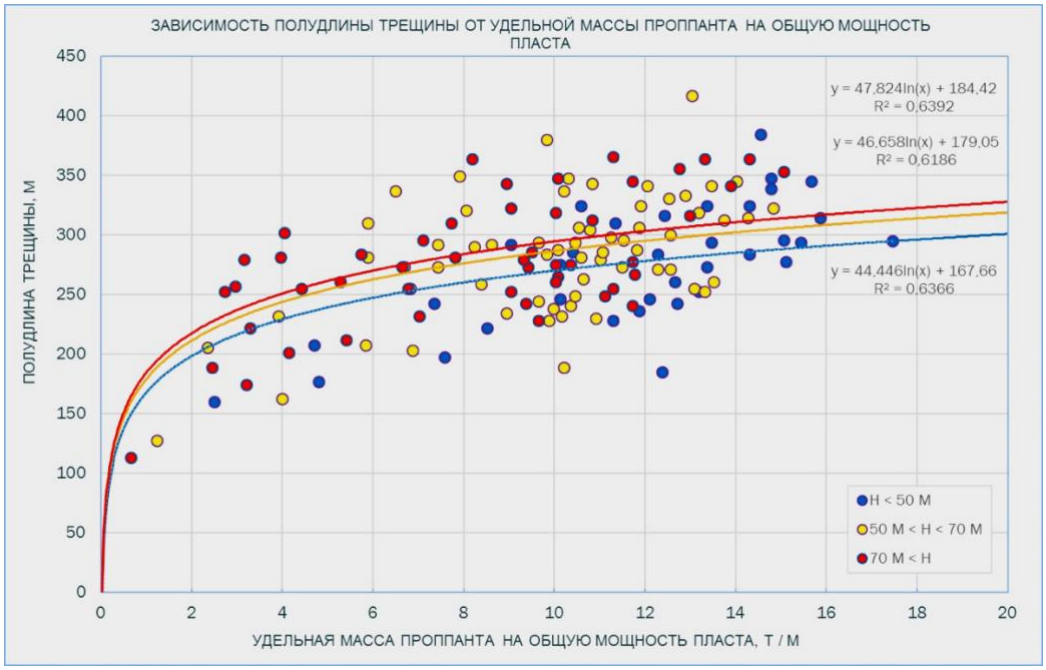


Рисунок 1.4 - Зависимость полудлины трещины от массы закаченного проппанта на 1 метр мощности пласта-коллектора

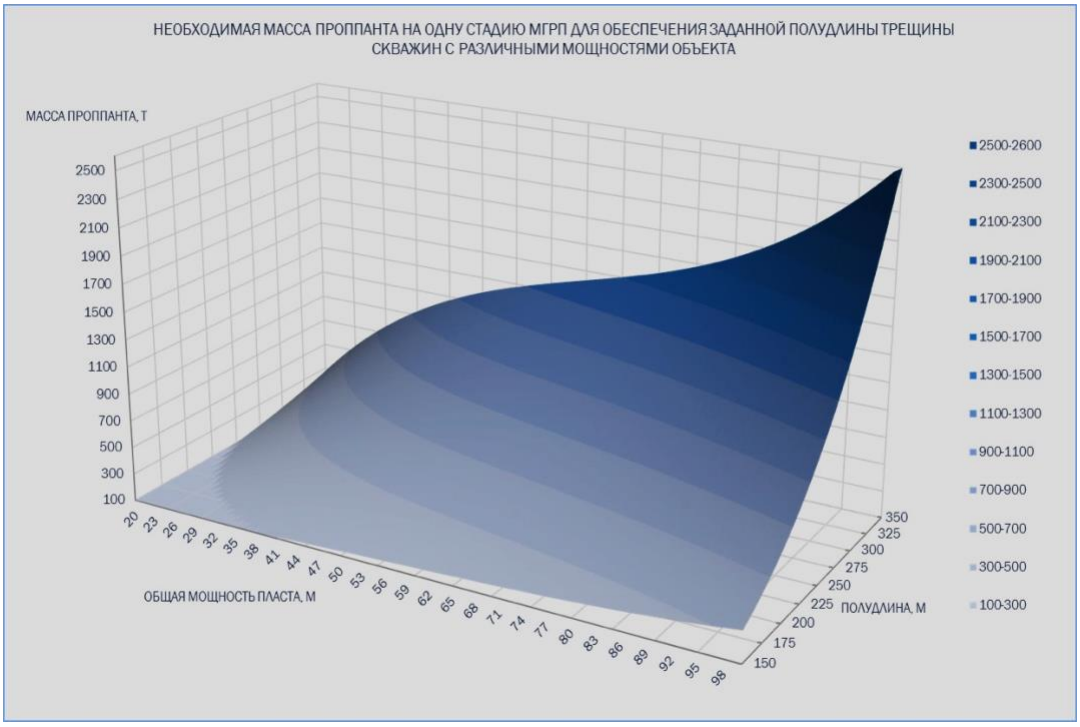


Рисунок 1.5 - 3D-зависимость полудлины трещины от мощности пласта от массы проппанта, закаченного на одну стадию МГРП

В качестве исходной информации для моделирования использован массив промысловых данных, полученный при интерпретации результатов исследования скважин, вскрывающих объект Ач3-4 Уренгойского месторождения. В модели использованы средние значения возможной полудлины и проводимости трещин ГРП для данных объемов закачки (таблица 1.1).

Таблица 1.1 – Исходные данные для моделирования параметров работы ННС и ГС 1-03-03

Параметр	Значение
Диаметр скважины по долоту, м	0,155
Длина вскрытия в горизонтальном направлении,м	500
Количество трещин, ед.	2, 4, 6, 8, 10
Полудлина трещины, м	130
Высота трещины, м	72,2
Проницаемость трещины, мД	470 000
Ширина трещины, мм	4
Коэффициент пористости, ед.	0,15
Пластовое давление, МПа	53,4

Эффективная мощность пласта, м	23,0
Анизотропия пласта, д. ед.	0,1
Параметр, kh 10-3 мкм^2 м	3,3
Суммарный скин-фактор	-7,5
Проводимость трещины Fc, kh 10-3 мкм^2 м	127

Приведены исследования различных конструкций газодобывающих скважин для условий ачимовских залежей, характеризующихся очень сложным геологическим строением. Доказана эффективность применения в системе разработки горизонтальной скважины с проведением 4-х или 6-ти стадийного гидроразрыва пласта. Дальнейшее увеличение количества стадий не даёт значительного повышения производительности скважины. При сопоставлении разных решений по разработке ачимовских залежей установлена большая эффективность в технологическом плане горизонтальной скважины с 4-х или 6-ти стадийным МГРП в ГС (оптимальный вариант) по сравнению с одностадийным ГРП в ННС.

Список использованной литературы

1. Батлер Р.М. Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов[Текст], – Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2010.

2. Грачев С.И. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений горизонтальными скважинами / А.В. Стрекалов, А.С. Самойлов – Тюмень: ТИУ, 2016.

3. Кучумов А.И., Зенкиев М.Я. Диагностирование эффективности ГРП в условиях Западной Сибири. – Мегион: Издательство Мегион Экспресс 2009 г.4. Мешков В.М., Шубенок Д.С. Оценка эффективности гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах на основе термогидродинамических исследований // "Нефтяное хозяйство", № 7, 2008.

5. Колесов В.И. ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГО – ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ГРП // Научное сообщество студентов XXI столетия. ТЕХНИЧЕСКИЕ НАУКИ: сб. ст. по мат. LVII междунар. студ. науч. – практ. конф. № 9(56), 2010.

6. М. Углов. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта/ Майкл Экономидис, Роналд Олайни, Питер Валько // М - 2004г.

7. Черевко М.А., Янин А.Н., Янин К.Е Разработка нефтяных месторождений Западной Сибири горизонтальными скважинами с многостадийными гидроразрывами пласта. – Тюмень-Курган: Зауралье, 2015.

УДК 622

Кожевников И.Ю.

гр. РМмз-18-3, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ГОРЕНИЯ В БИТУМНЫХ СЛАНЦАХ

Аннотация. У многих исследователей и практиков вызывают интерес возможности использования природных битумов для поддержания добычи нефти в России. Природные битумы — окисленные высоковязкие нефти жидкой, полужидкой и твердой консистенции с высоким содержанием серы, масел, смол и асфальтенов. Добыча высоковязких нефтей и природных битумов часто рассматривается как один из стратегических резервов увеличения добычи углеводородного сырья. Перспективы применения связаны с внедрением технологий производства из битумов синтетической нефти.

Ключевые слова: битумный сланец, трещинноватость, природные битумы.

Annotation. Many researchers and practitioners are interested in the possibility of using natural bitumen to support oil production in Russia. Natural bitumen is an oxidized high-viscosity oil of liquid, semi-liquid and solid consistency with a high content of sulfur, oils, resins and asphaltenes. The production of high-viscosity oils and natural bitumen is often considered as one of the strategic reserves for increasing the production of hydrocarbons. Application prospects are associated with the introduction of technologies for the production of synthetic oil from bitumen.

Key words: bituminous shale, fracturing, natural bitumens.

Процесс извлечения нефти из пород баженовской свиты с применением технологий внутрипластового горения подразумевает решение ряда проблем, связанных с инициированием горения, подачей окислителя в пласт, предварительного создания систем трещинноватости в породах и транспортировки на поверхность полезной продукции.

Определенно, промышленный интерес для освоения в ближайшее время представляют битуминозные глинистые и кремнисто-глинистые отложения верхней юры и низов мела (баженовский горизонт и тетеревская свита), которые развиты на площади 1360 тыс. км2 и имеют объем 37,00 тыс. км3. В целом, судя по имеющимся данным, отложения глинистых и глинисто-кремнистых пород Западной Сибири в любом случае представляют собой колоссальный стратегический резерв для поддержания уровня нефтедобычи в России на многие десятилетия.

Баженовскую свиту изучают уже 40 лет, опубликованы сотни статей, книг и диссертаций. Выдвигаются различные гипотезы о процессах её образования и преобразования, о свойствах пород, строении пластов, запасах и способах разработки. Большинство исследователей считает, что указанные отложения представляют собой совершенно уникальный объект, не похожий на традиционные по своим физическим свойствам и технологическим параметрам. Он требует особой методики подсчёта запасов и технологии разработки.

Но следует отметить, что, несмотря на 40-летнюю историю исследования и опытно-промышленной разработки месторождений баженовской свиты, окончательно технология их разработки, даже традиционными методами, пока окончательно не создана.

Рисунок 1.1 – Действующие проекты по внутрипластовому горению

Действующие проекты по внутрипластовому горению. Здесь в первую очередь США, Индия, Румыния, Колумбия и Канада.

Несмотря на возникающие проблемы, крупномасштабные опытно-промышленные работы показали потенциальную удовлетворительную технико-экономическую эффективность процесса ВГ, в том числе и в глубоко залегающих, низкопроницаемых карбонатных пластах. Успешно было опробовано в Канаде и сочетание внутрипластового горения с бурением горизонтальных скважин.

Например, достаточно высокие значения нефтеотдачи (в процентах от балансовых запасов) при применении внутрипластового горения (вплоть до 68%) были получены в некоторых проектах в США:

1. Brea-Olinda, CA (Union) 25.1;
2. Midway Sunset, CA (Mobil) 20.0;
3. Midway Sunset, CA (CWOD) 52.8;

4. South Belridge, CA (GeneralPetroleum) 56.7;

5. South Belridge, CA (Mobil) 14.5;

6. Robinson, IL (Marathon) 31.9;

7. Bellevue, LA (Cities) 41.5;

8. Bellevue, LA (Getty) 44.6;

9. May Libby, LA (Sun) 68.0;

10. Heidelberg, MS (Gulf) 22.4;

11. Sloss, NE (Amoco) 14.3;

12. Glen Hummel, TX (Sun) 31.0;

13. Gloriana, TX (Sun) 29.7;

14. North Tisdale, WY (Continental) 23.0;

15. Suplacu de Barcau, Romania (IFP/ICPPG) 47.5;

16. Miga, Venezuela (Gulf) 11.6.

Характерной особенностью процесса закачки воздуха и последующего преобразования нефти является то, что его успешное применение не ограничивается лишь пластами с высоковязкой нефтью; он может осуществляться и в коллекторах, содержащих нефть с невысокими плотностью и вязкостью, причём в США число пилотных проектов на месторождениях лёгкой нефти было большим, нежели на месторождениях вязких нефтей.

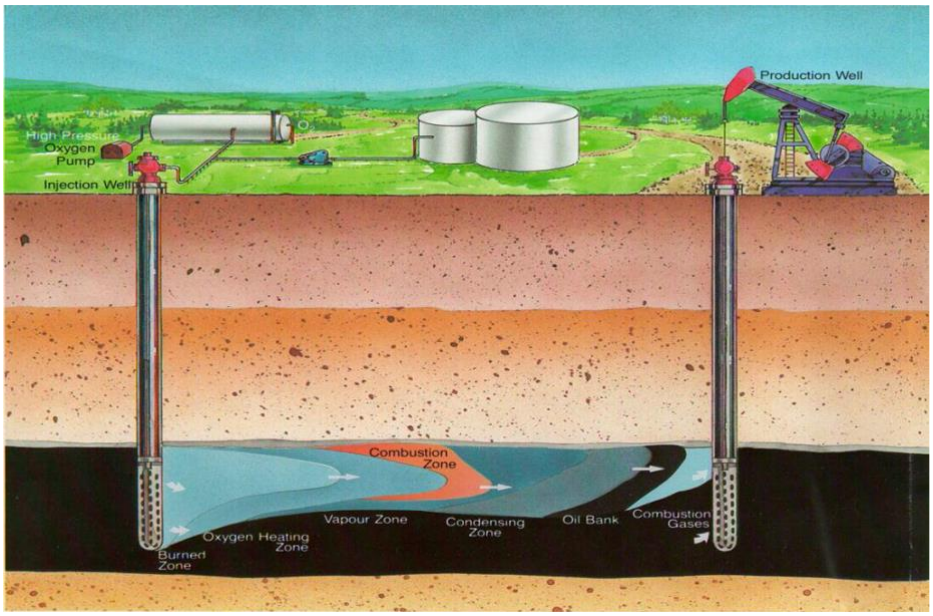


Рисунок 1.2 – Сухое внутрипластовое горение (СВГ)

Список использованной литературы

1. РД 39-9-191-79. Дополнение. Инструкция по инициированию внутрипластового процесса горения для различных геолого-физических условий / ВНИИ, ВНИИТБ; А.И.

Сергеев, О.М. Айзикович, Б.П. Атаджанян [и др.]. – Введ. с 19.06.1984. – М.: ВНИИ. – 1984. – 60 с.

2. РД 39-9-191-79. Методическое руководство по проектированию и применению внутрипластового горения в разработке нефтяных месторождений / ВНИИ; Г.Г. Вахитов, М.Л. Сургучев, А.А. Боксерман [и др.]. - Введ. с 01.10.1979. – М.: ВНИИ. – 1979. – 172 с.

3. Дейк Л.П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений [Текст]. - М.: ООО "Премиум Инжиниринг". - 2009. - 570 с.

4. Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Казаненков В.А., Конторович В.А., Костырева Е.А., Пономарева Е.В., Рыжкова С.В., Ян П.А. Баженовская свита - главный источник ресурсов нетрадиционной нефти в России / Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. - 2014.-№2. - С.2.

5. Коровина Т.А., Кропотова Е.П., Федорцов И.В. Особенности строения и вещественного состава пород баженовской свиты на примере Ай-Пимского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2014 № 6, С. 18-22.

УДК 622

Кожевников И.Ю.

гр. РМмз-18-3, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

ОЦЕНКА ПРИМЕНИМОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ГОРЕНИЯ В БИТУМНЫХ СЛАНЦАХ

Аннотация. *У многих исследователей и практиков вызывают интерес возможности использования природных битумов для поддержания добычи нефти в России. Природные битумы — окисленные высоковязкие нефти жидкой, полужидкой и твердой консистенции с высоким содержанием серы, масел, смол и асфальтенов. Добыча высоковязких нефтей и природных битумов часто рассматривается как один из стратегических резервов увеличения добычи углеводородного сырья. Перспективы применения связаны с внедрением технологий производства из битумов синтетической нефти.*

Ключевые слова: *битумный сланец, трещиноватость, нефть.*

Annotation. *Many researchers and practitioners are interested in the possibility of using natural bitumen to support oil production in Russia. Natural bitumen is an oxidized high-viscosity oil of liquid, semi-liquid and solid consistency with a high content of sulfur, oils, resins and asphaltenes. The production of high-viscosity oils and natural bitumen is often considered as one of the strategic reserves for increasing the production of hydrocarbons. Application prospects are associated with the introduction of technologies for the production of synthetic oil from bitumen.*

Key words: *bituminous shale, fracturing, oil.*

Процесс извлечения нефти из пород баженовской свиты с применением технологий внутрипластового горения подразумевает решение ряда проблем, связанных с инициированием горения, подачей окислителя в пласт, предварительного создания систем трещинноватости в породах и транспортировки на поверхность полезной продукции.

Определенно, промышленный интерес для освоения в ближайшее время представляют битуминозные глинистые и кремнисто-глинистые отложения верхней юры и низов мела (баженовский горизонт и тетеревская свита), которые развиты на площади 1360 тыс. км2 и имеют объем 37,00 тыс. км3. В целом, судя по имеющимся данным, отложения глинистых и глинисто-кремнистых пород Западной Сибири в любом случае представляют собой колоссальный стратегический резерв для поддержания уровня нефтедобычи в России на многие десятилетия.

Специалистами ТО СургутНИПИнефть совместно с американской компанией Coretest Systems Inc. была разработана и изготовлена лабораторная установка ISCS-2000 (In-Situ Combustion System) позволяющая моделировать и изучать различные модификации внутрипластового горения, как на насыпных моделях, так и на моделях из составного керн в условиях, максимально приближенных к пластовым.

Лабораторная система ISCS-2000 состоит из 4-ех основных блоков, каждый из которых выполняет определенные функции:

1) блок кернодержателя;
2) блок закачки газов;
3) блок закачки химреагентов;
4) гравитационный сепаратор для разделения продуктов горения;
5) блок анализа выходящих газов.

Блок кернодержателя, в свою очередь, состоит: из корпуса кернодержателя, выполненного, из нержавеющей стали, и способным выдержать давление 204 атм.; регуляторов и измерителей температуры; кварцевых датчиков давления на входе и выходе; аварийных выключателей. А также шагового двигателя, который позволяет постоянно вращать корпус кернодержателя в процессе всего опыта для того, что бы исключить разделение фаз в модели из-за разницы плотностей.

В поставку включены два вида кернодержателя, которые помещаются внутрь корпуса и отличаются по их назначению. Первый из них позволяет моделировать процесс ВГ на насыпных моделях (максимальное поровое давление 102 атм) и представляет собой трубу, закрывающуюся с обоих торцов специальными крышками оборудованных трубками для подачи флюидов в кернодержатель. Снаружи он оснащен 24-мя нагревателями

(рассчитаны на максимальную рабочую температуру 4500 °С) с подключенными к ним 24-ю термопарами (регистрируют температуру до 10000 °С). Такое устройство позволяет более качественно проследить начало и контролировать продвижение и конец фронта горения, основываясь на показаниях термопар как снаружи, так и внутри. Кроме того, на входе, с торца кернодержателя крепится устройство для инициирования горения – нагревателя, выполненного в форме диска с подключенному к нему контрольной термопарой, позволяющему создавать температуру на входе до 4500 °С. Либо, при необходимости моделирования парового вытеснения, здесь же можно поместить специальный парогенератор.

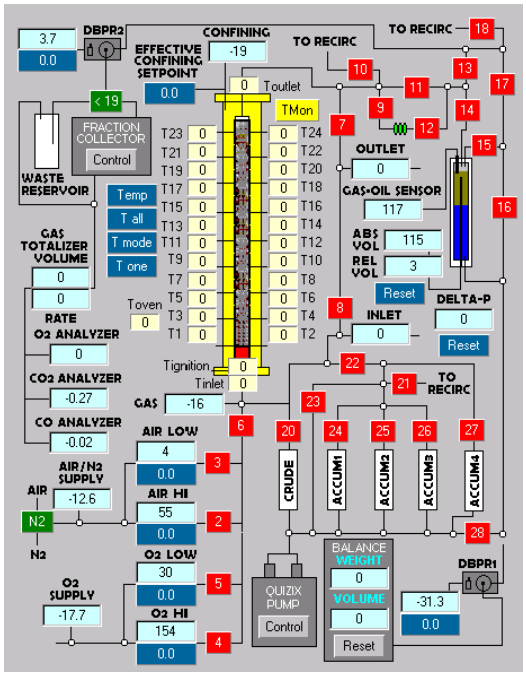


Рисунок 1.1 – Принципиальная схема установки ISCS-2000

Рисунок 1.2 – Установка ISCS-2000

Второй кернодержатель, выполненный из медной трубки (максимальное поровое давление 206 атм) предназначен для моделирования тепловых методов воздействия на модели из составного керна. Снаружи к этой трубке также подключены 24 нагревателя с подключенными к ним 24-ю термопарами, которые управляются теми же регуляторами температуры. Этот кернодержатель также оборудован специальным устройством для инициирования горения и парогенератором.

Блок закачки газов создает и управляет всесторонним давлением обжима (максимальное 204 атм), а также подает окислитель (воздух, кислород) или азот в кернодержатель, что позволяет, увеличивая подачу кислорода, усиливать процесс горения и, наоборот, подавая азот, создавать процесс затухания горения.. Блок закачки газа включает в себя: устройство управления потоком газа в кернодержатель; автоматизированные газовые расходомеры, позволяющие задавать определенный объем подаваемого в кернодержатель газа; автоматические и ручные клапана; газового (бустерного) насоса, повышающего давление газа до необходимой величины. К этому блоку относятся и три баллона для газа. Газовые баллоны включают в себя: 1) баллон для азота для создания всестороннего давления, 2) баллон для азота и баллон для окислителя для обеспечения потока сквозь кернодержатель. К этому блоку должна быть подсоединена линия подачи воздуха большого объема для работы бустерного насоса. Особое место в этом блоке занимает устройство управления потоком газа оборудованное электронным регулятором давления, который постоянно поддерживает эффективное давление (разницу между поровым и горным) в системе.

Блок закачки химреагентов состоит из нескольких секций, которые содержат и управляют потоками необходимых для опыта жидкостей в кернодержатель. Насос Quizix QL700 может подавать поток со скоростью до 10 $см^3$/мин. при давлении до 340 атм и используется для создания потока жидкости в кернодержатель, либо напрямую, либо для приведения в действие пяти поршневых жидкостных накопителей. Цифровые регуляторы обратного давления (DBPR-5) используются для автоматического регулирования порового давления в системе.

Гравитационный сепаратор используется для разделения выходящего потока продуктов горения и оборудован электронными весами для замера вытекающей из модели жидкости. Принцип действия его основан на разнице плотностей выходящих из кернодержателя реагентов (смеси газов, нефти и воды). При этом, уровень поверхности раздела газа и нефти поддерживается постоянным, а уровень раздела между водой и нефтью определяется с помощью измерительного зонда. Дополнительный резервуар для сбора

продуктов горения используется в аварийных случаях, когда сепаратор по различным причинам не способен принимать выходящий поток из кернодержателя.

Блок анализа выходящих газов состоит: из сумматора газа (Gas Totalizer) используемый для измерения общего объема газа, анализатор монооксиси углекислого газа (CO Analyzer), анализатор двуокиси газа (CO_2 Analyzer) и анализатор кислорода (O_2 Analyzer) с необходимыми ловушками для влаги и фильтрами. Эти газоанализаторы непрерывно считывают процентное содержание CO, CO_2, и O_2 в общем потоке выходящего газа. Кроме того, в этот блок входят жидкостной и газовый хроматографы фирмы Varian, которые могут анализировать пробы выходящего газа и нефти, отбираемые в процессе опыта, по их компонентному составу.

Все блоки соединены между собой системой трубопроводов и автоматизированных пневматических клапанов.

Работа системы управляется через совместимый с IBM-PC компьютер с помощью специально разработанного программного обеспечения, что позволяет оператору работать с системой в автоматическом и ручном режимах, а также автоматизировать фактически любую процедуру.

Процесс подготовки моделей к опыту также обладает многочисленными особенностями. Весь керновый материал, а также и нефть, предварительно должны пройти весь необходимый анализ, в том числе и компонентный состав для последующего сравнения после проведения опыта.

Для насыпной модели песок, используемый в качестве кернового материала, должен быть просеян и просушен, после чего смешан с нефтью и с дробленым керном примерно одной фракции получая примерно однородный состав, перед тем как загружать его в трубу. Для наполнения трубы требуется примерно около 10 л. смеси песок/нефть/керн.

Для модели из составного керна образцы керна должны быть строго правильной цилиндрической формы с параллельными обрамленными краями. Все образцы, которые загружаются в трубу, должны совпадать по возможности по проницаемости и пористости. Особенной трудностью в этой загрузке, трубы с керном, является уплотнение между образцом и медной манжетой.

При процессе окисления происходит выделение разнообразных газов, в том числе вредных и опасных для здоровья, например сероводород, угарный газ и т. д. Эта проблема решается с помощью фильтра, устанавливаемого на выходе из блока анализа газа. Фильтр представляет собой пластиковую трубку, наполненной активированным углем.

Суммируя вышесказанное, можно отметить, что с помощью тщательно разработанной лабораторной системы ISCS-2000 можно смоделировать практически любой

из тепловых методов воздействия на нефтесодержащие пласты, что впоследствии может помочь в решении многих проблем, связанных с проведением опытно-промышленных работ по осуществлению их непосредственно на нефтяных месторождениях.

Список использованной литературы

1. РД 39-9-191-79. Дополнение. Инструкция по инициированию внутрипластового процесса горения для различных геолого-физических условий / ВНИИ, ВНИИТБ; А.И. Сергеев, О.М. Айзикович, Б.П. Атаджанян [и др.]. – Введ. с 19.06.1984. – М.: ВНИИ. – 1984. – 60 с.

2. РД 39-9-191-79. Методическое руководство по проектированию и применению внутрипластового горения в разработке нефтяных месторождений / ВНИИ; Г.Г. Вахитов, М.Л. Сургучев, А.А. Боксерман [и др.]. - Введ. с 01.10.1979. – М.: ВНИИ. – 1979. – 172 с.

3. Дейк Л.П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений [Текст]. - М.: ООО "Премиум Инжиниринг". - 2009. - 570 с.

4. Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Казаненков В.А., Конторович В.А., Костырева Е.А., Пономарева Е.В., Рыжкова С.В., Ян П.А. Баженовская свита - главный источник ресурсов нетрадиционной нефти в России / Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. - 2014.-№2. - С.2.

5. Коровина Т.А., Кропотова Е.П., Федорцов И.В. Особенности строения и вещественного состава пород баженовской свиты на примере Ай-Пимского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2014 № 6, С. 18-22.

УДК 622

Кожевников И.Ю.

гр. РМмз-18-3, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ГОРЕНИЯ В БИТУМНЫХ СЛАНЦАХ

Аннотация. *Процесс извлечения нефти из пород баженовской свиты с применением технологий внутрипластового горения подразумевает решение ряда проблем, связанных с инициированием горения, подачей окислителя в пласт, предварительного создания систем трещинноватости в породах и транспортировки на поверхность полезной продукции.*

Ключевые слова: *битумный сланец, нефтенасыщенность, температуропроводность.*

Annotation. *Gorenje Gorenje formation oil extraction process with the use of in-situ combustion technologies involves solving a number of problems related to the initiation of combustion, the supply of oxidizer to the formation, the preliminary creation of fracturing systems in the rocks and transportation of useful products to the surface.*

Key words: *bituminous shale, oil saturation, thermal diffusivity.*

Определенно, промышленный интерес для освоения в ближайшее время представляют битуминозные глинистые и кремнисто-глинистые отложения верхней юры и низов мела (баженовский горизонт и тетеревская свита), которые развиты на площади 1360 тыс. км2 и имеют объем 37,00 тыс. км3. В целом, судя по имеющимся данным, отложения глинистых и глинисто-кремнистых пород Западной Сибири в любом случае представляют собой колоссальный стратегический резерв для поддержания уровня нефтедобычи в России на многие десятилетия.

Таблица 1.1 – Основные характеристики модельной нефти

Параметр	Значение
Плотность, г/см^3	0,857
Вязкость, мПа·с, 20^{o}C	12,1
Вязкость, мПа·с, 50^{o}C	5,35
Содержание смол, %	8,02
Содержание асфальтенов, %	2,07
Содержание серы, %	1,668

Таблица 1.2 – Начальные условия инициирования ВГ

Параметр	Значение
Нефтенасыщенность,%	86,6
Газонасыщенность,%	13,4
Температура пластовая, ^{o}C	110
Давление пластовое, МПа	0,22
Давление эффективное, МПа	0,3
Температура инициации горения, ^{o}C	350
Скорость подаваемого воздуха, мл/мин	3000

После создания температуры инициирования 350 ^{0}C с помощью специального нагревателя, выполненного в виде диска и располагающегося на входе модели, начали подавать воздух с постоянным расходом Q=3017см^3/мин (содержание кислорода в воздухе

≈ 18-20%). Температура подаваемого окислителя соответствовала комнатной ≈ 25 ^{0}C. До начала процесса окисления (появления отклика на CO_2) за 94,13 минуты прокачали 255,167 дм^3 воздуха. Здесь и далее объемный расход и объем закаченных и выходящих газов приведены к атмосферным условиям ($p_{ат}=10^5$Па, $T_{ат}=25^0$C).

При постоянном значении давления на выходе модели - 0,2905 МПа, значение давления на входе модели с начала закачки воздуха постепенно увеличивалось до 1,117 МПа. Это обусловлено довытеснением из модели дополнительного объема нефти, полученного вследствие ее теплового расширения при нагревании всей модели до пластовой температуры. После закачки 4 объемов пор воздуха (приведенных к атмосферным условиям) произошел прорыв, после чего значения давления на входе упало до 0,2908 МПа и перепад на модели составил около 0,27 кПа при том же постоянном расходе газа. По этим результатам можно оценить значение проницаемости нефтенасыщенной модели по газу (воздуху, $\mu_{возд} = 1{,}81\cdot10^{-5}$ Па·с), которое составило около 100 Д. Столь высокое значение коэффициента проницаемости обусловлено некачественным уплотнением породы при создании модели.

Давление на входе, а соответственно и перепад на модели, увеличились после теплового отклика от инициатора горения, зафиксированного на первой термопаре. Температура на этой термопаре поднялась до 206 ^{0}C в течение 31 мин за счет теплопроводности модели. По этим данным можно оценить коэффициент температуропроводности модели пористой среды $a \approx 1{,}21\cdot10^{-7}$ м^2/с. Увеличение же значения давления на входе в модель, поскольку расход подаваемого воздуха не менялся, говорит о довытеснении нефти за счет ее теплового расширения.

Для ускорения процесса инициирования было подкачано 26 см^3 модельной нефти и температура быстро стала подниматься и в течение 37 мин достигла своего максимума – 575^{0}C. При этом содержание кислорода O_2 в выходящем газе упало практически до 0%, а содержание углекислого газа CO_2 постепенно в течение часа возросло до 20-22%, что свидетельствует о том, что весь кислород из воздуха участвует в процессе окисления. Отсутствие в выходящем потоке угарного газа CO соответствовало полному сгоранию горючего материала.

Далее, в течение 3,2 часа, рассматривалось только «сухое» окисление. В течение этого времени фронт горения переместился к положению термопары № 3, что свидетельствует, что средняя скорость перемещения фронта окислительных реакций приблизительно равна 5,1 см/с. Затем температура на первой термопаре упала и через 1 час после начала горения была равна 450 ^{0}C, что, скорее всего, говорит о неустойчивости процесса окисления. К этому времени поднялась температура на термопаре №2 до 368^{0}C.

Тогда максимально увеличили расход подаваемого воздуха до 5000 $см^3$/мин и поддерживали его в течение 24 минут. Такое изменение привело к стабилизации процесса окисления, о чем можно судить по прекращению падения и даже некоторому установлению температуры на первой термопаре и продвижению фронта окисления к положению термопары № 2.

Содержание углекислого газа в выходящем потоке газа также увеличилось с 14% до 18%. Притока жидкой фазы на выходе не наблюдалось. При достижении на этой термопаре температуры 536^0C снизили расход сначала до 4000 $см^3$/мин, по истечении 16 минут до 3000 $см^3$/мин, а еще через 25 минут до 2000 $см^3$/мин. Далее расход закачиваемого воздуха не изменялся в течение 2-ух часов, см. таблицу 3.2. Такие довольно большие изменения в объеме закачиваемого окислителя не привели к ожидаемому снижению температуры на фронте, наоборот, температура, показываемая термопарой №2 продолжала расти и через 2,45 часа достигла своего максимума 651 ^{0}C. Также отмечалось и продвижение фронта горения к термопаре № 3, на которой зафиксирована через 3,2 часа после начала горения температура – 691 ^{0}C. Профили температуры в течение всего этого времени приведены на рисунке 3.3.

Средняя скорость распространения фронта $\upsilon_ф$ окислительных реакций определялась по скорости распространения температуры свыше 400 ^{0}C вдоль кернодержателя, т.е. моментом фиксирования начала окислительных реакций на участке кернодержателя между двумя термопарами считался момент достижения термопарой температуры в 400 ^{0}C. Определяемая таким образом скорость, конечно, отличалась от скорости продвижения максимума фронта горения. С учетом того, что первая термопара отстоит от начала кернодержателя на 2,54 см, средняя скорость при «сухом» горении на модели составляла около 10 см/час или $\upsilon_ф\,(400) \approx 2{,}8 \cdot 10^{-5}$ м/с, когда как, скорость продвижения максимума составляла 4,8 см/час или $\upsilon_ф\,(мах) \approx 1{,}3 \cdot 10^{-5}$ м/с.

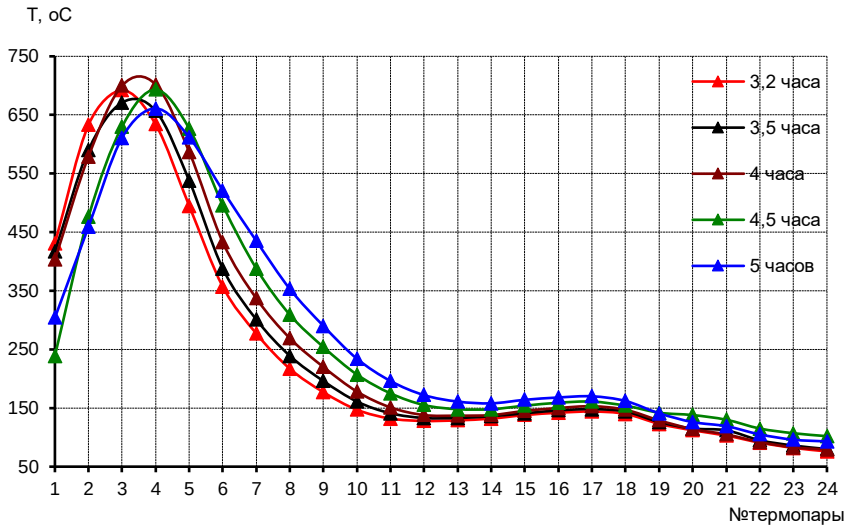


Рисунок 1.1 – Профили температур (3,2 ч - 5 ч), начало горения

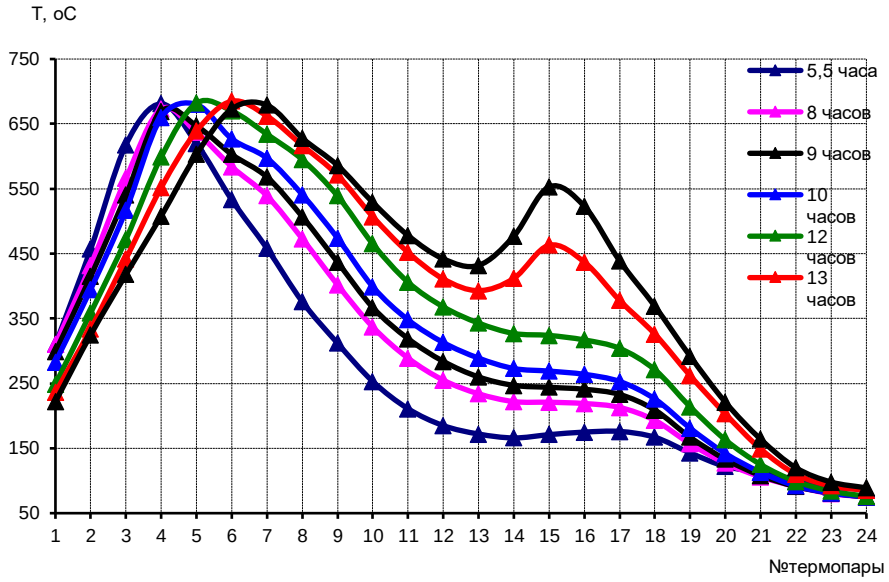


Рисунок 1.2 – Профили температур (5,5 ч - 14 ч), появление второго ФГ

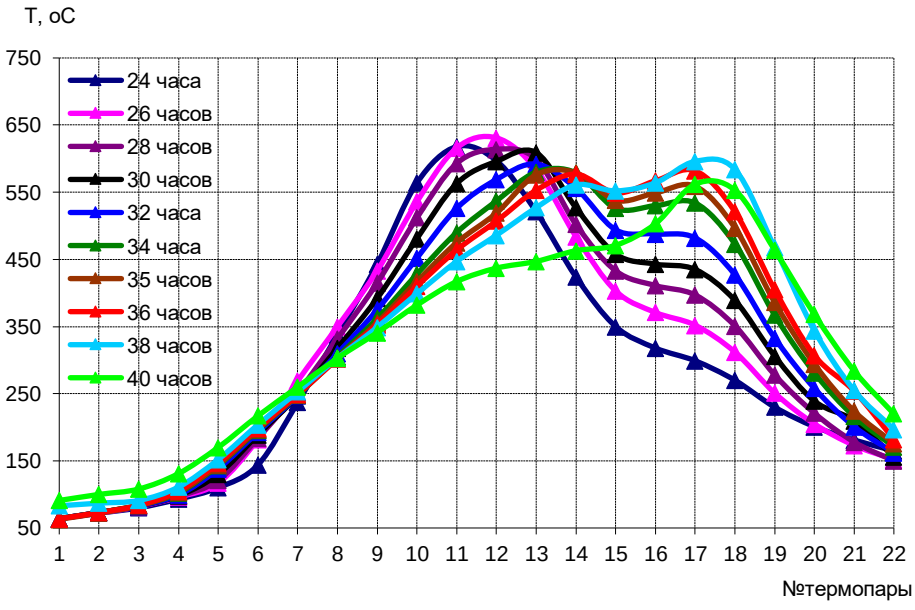


Рисунок 1.3 – Профили температур (24 ч - 40 ч), продвижение ФГ

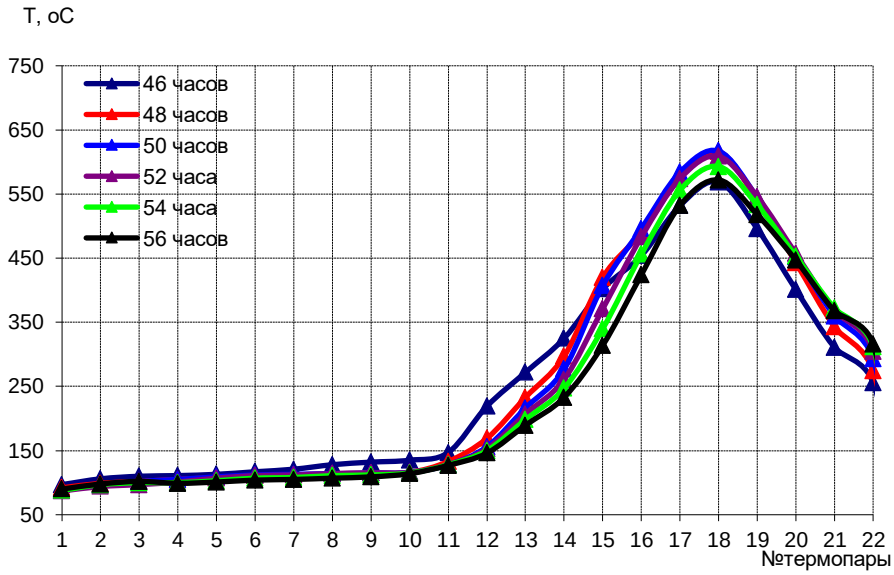


Рисунок 1.4 – Профили температур (46 ч - 56 ч), стабилизация ФГ

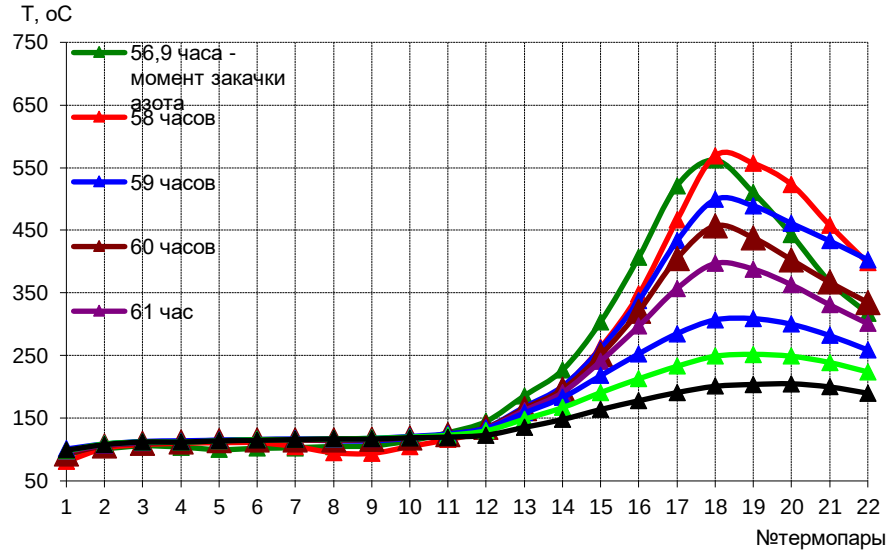


Рисунок 1.5 – Профили температур (56,9 ч - 64,2 ч), окончание горения

К сожалению, за столь короткое время не удалось четко определить влияние расхода подаваемого окислителя в модель на скорость продвижения фронта горения и его температуру.

С момента начала горения при расходе в 3000 $см^3$/мин значения давления на входе и выходе не изменились и равнялись в среднем 0,89 МПа и 0,291 МПа соответственно. Эти значения изменялись в основном в зависимости от вводимых изменений расхода закачиваемого воздуха. Эти изменения отражены в таблице 3.2.

Чем больше был расход подаваемого воздуха, тем выше поднимались значения давления. Однако эти увеличения, в силу большой проницаемости модели, были незначительны.

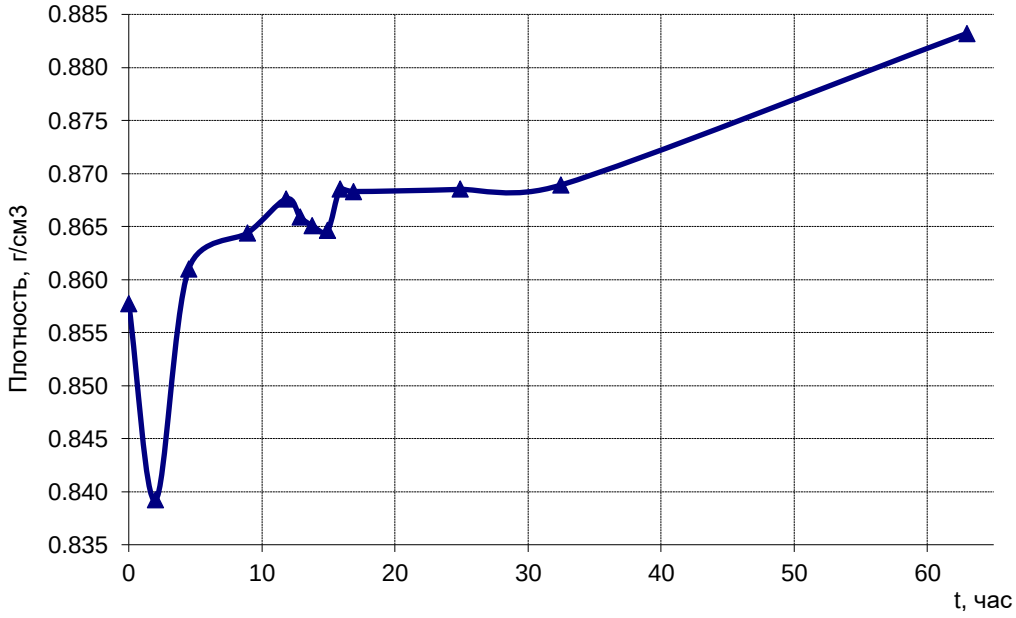


Рисунок 1.6 – Изменение плотности нефти, полученной в процессе эксперимента

Рисунок 1.7 – Образцы после горения

В результате экспериментов по внутрипластовому горению пород баженовской свиты на насыпной модели и обобщения результатов изучения процессов окисления на ретортах можно сделать следующие выводы:

1. Для пород баженовской свиты температура инициирования колеблется от 250 до 350 0С и зависит от удельной поверхности и расхода подаваемого в пласт воздуха. Чем выше удельная поверхность, тем выше температура инициирования.

2. При больших скоростях фильтрации (с увеличением расхода подаваемого воздуха в пласт) возможно повышение температуры инициирования из-за увеличения роли конвективного переноса тепла от инициатора горения вглубь пласта.

3. При высокой проницаемости пористой среды процесс вытеснения нефти за фронтом горения продуктами горения происходит также и за счет ее теплового расширения.

Список использованной литературы

1. РД 39-9-191-79. Дополнение. Инструкция по инициированию внутрипластового процесса горения для различных геолого-физических условий / ВНИИ, ВНИИТБ; А.И. Сергеев, О.М. Айзикович, Б.П. Атаджанян [и др.]. – Введ. с 19.06.1984. – М.: ВНИИ. – 1984. – 60 с.

2. РД 39-9-191-79. Методическое руководство по проектированию и применению внутрипластового горения в разработке нефтяных месторождений / ВНИИ; Г.Г. Вахитов, М.Л. Сургучев, А.А. Боксерман [и др.]. - Введ. с 01.10.1979. – М.: ВНИИ. – 1979. – 172 с.

3. Дейк Л.П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений [Текст]. - М.: ООО "Премиум Инжиниринг". - 2009. - 570 с.

4. Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Казаненков В.А., Конторович В.А., Костырева Е.А., Пономарева Е.В., Рыжкова С.В., Ян П.А. Баженовская свита - главный источник ресурсов нетрадиционной нефти в России / Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. - 2014.-№2. - С.2.

5. Коровина Т.А., Кропотова Е.П., Федорцов И.В. Особенности строения и вещественного состава пород баженовской свиты на примере Ай-Пимского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2014 № 6, С. 18-22.

УДК 622

Озеров Д.С.

гр. РМмз-18, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

АНАЛИЗ ПРОЦЕССОВ ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТОВ В ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ И МЕТОДОВ БОРЬБЫ С НИМИ

Аннотация. При добыче газа и нефти гидраты могут образовываться в стволах скважин, промысловых коммуникациях и магистральных газопроводах. Откладываясь на стенках труб, гидраты резко уменьшают их пропускную способность и создают пробки. Таким образом, данная проблема является актуальной для современной нефтяной и газовой отрасли.

Ключевые слова: газовая скважина, гидратообразование, гидратные пробки.

Annotation. During gas and oil production, hydrates can be formed in well trunks, field communications, and main gas pipelines. Deposited on the walls of pipes, hydrates dramatically reduce their throughput and create traffic jams. Thus, this problem is relevant for the modern oil and gas industry.

Key words: gas well, hydrate formation, hydrate plugs.

Успешная борьба с гидратообразованием невозможна без средств прогнозирования и оценки возможности гидратообразования в стволе работающей скважины. Без информации о возможности образования гидратов в скважинах проектирование разработки месторождений будет некорректно. Поэтому, разработка программно-информационного комплекса, способна решать задачи прогнозирования гидратообразования в стволе работающей скважины.

Разработка программного продукта требует анализа существующих решений по определению температуры и давления по стволу работающей скважины, так как температура и давление, это основные факторы, влияющие на процесс гидратообразования.

При наличии средств прогнозирования возможна оценка предлагаемых технологий борьбы с гидратообразованием. Полученные с помощью разработанной программы данные о процессах гидратообразования и методах борьбы с ним будут рассмотрены и проанализированы

Образование гидратов является проблемой при хранении, добычи, транспортировки и обработки природного газа. Гидраты углеводородов представляют собой твердые комплексы (рисунок 1.1), в которых молекулы при определенных давлениях и температурах заполняют структурное тело кристаллической решетки, сформированной молекулами воды с сильной водородной связью.

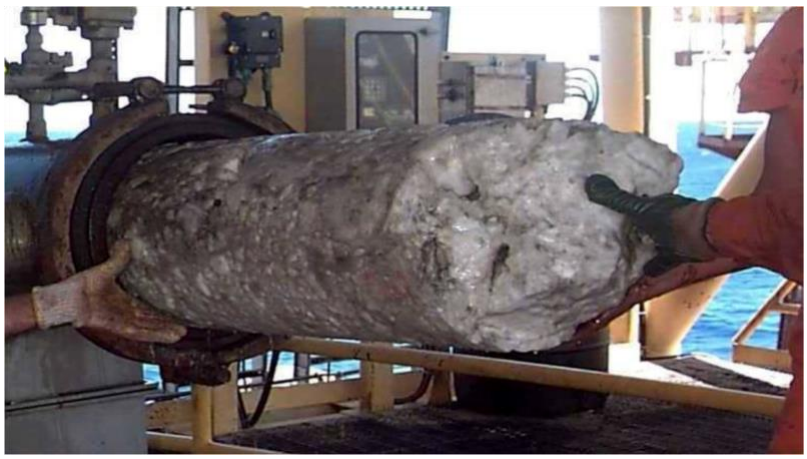


Рисунок 1.1 – Гидратная пробка в газопроводе

Гидраты формируются при определенных условиях. Благоприятные условия для формирования гидратов являются высокое давление и низкие температуры. Для различных газов точки равновесия, при преодолении которых начинается процесс образования гидратов, имеют разные значения, как показано на рисунке 1.2.

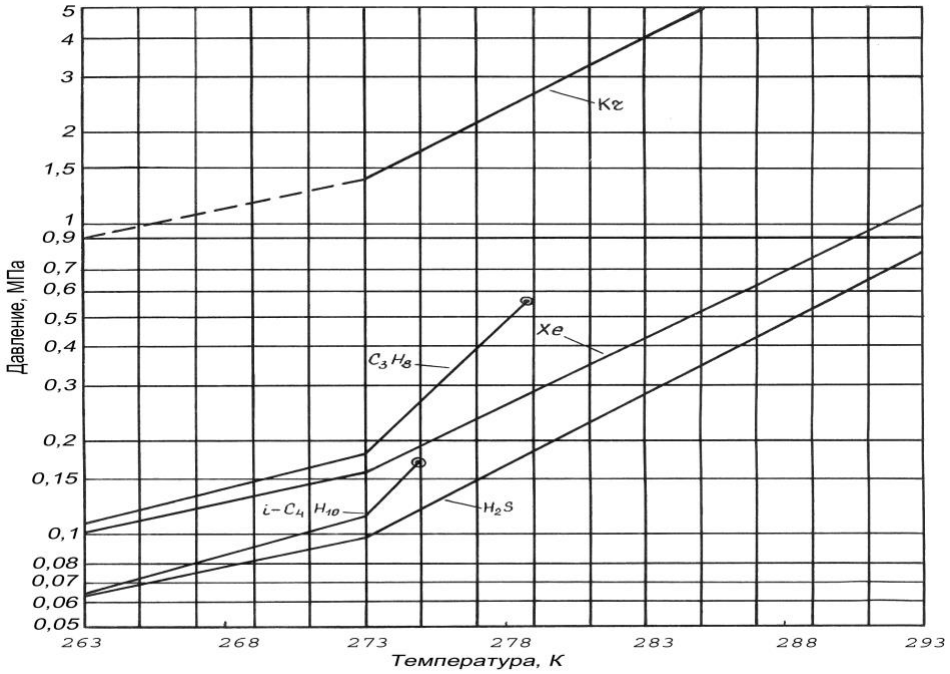


Рисунок 1.2 – Температуры и давления гидратообразования для различных газов

На месторождениях главным компонент является метан, содержание которого составляет 98-99%. Наряду с метаном, более тяжелые углеводороды также включены в состав. Эти газы классифицируются как «сухие». Газы, извлеченные из месторождений нефти и газа, более богаты тяжелыми углеводородами.

На границе газ - вода как правило, проявляется процесс образования гидратов при том, что природный газ полностью насыщен влагой. При условиях недостаточного насыщения газа водяным паром. Процессы накапливания и гидратообразования имеют возможность образовываться непосредственно в этих условиях.

Поэтому, чтобы предсказать место интенсивного образования гидратации, необходимо знать содержание влаги в газе в разных частях системы подачи газа при разных термодинамических условиях.

Газ, растворенный в воде частично, проходит в гидрат. Темп накопления гидрата в этом случае определен различием нахождения равновесного газа в воде прежде и уже после формирования гидратов. По мере увеличения молекулярной массы углеводородов растворимость газов в воде уменьшается.

Успех образования гидрата в скважинах зависит от знания фазового перехода гидрат-лед-вода. Сложность изучения долговременных эффектов восстановления равновесия, что обусловлено процессом перекристаллизации каркаса гидратной ячейки, а также диффузией и десорбцией выделяющегося газа.

Лед, образовавшийся в результате разложения газовых гидратов (метан и пропан были взяты в качестве гидратообразователя), существует множество особенностей, показывающих на присутствие его новой устойчивой модификации. На большой части поверхности с сорбционной способностью и определенной давлением и температуры образовался лед, после разложения

Когда температура в ППС уменьшается вследствие высокого разрежения во время добычи газа, в призабойной зоне пласта формируются гидраты, закачка холодной воды в пласт во время закачки или ремонта скважины; закачка охлажденного газа в подземное газовое хранение; охлаждение ПЗП в результате интенсивного испарения высоколетучих ингибиторов гидратов или поверхностно-активных веществ и т. д.

Самые частые случаи образования гидратов наблюдаются в стволе бездействующих скважин в течение долгого времени или во время их консервации. Как правило, температурная стабилизация в стволе скважины неработающей, газонаполненной скважины приводит к уменьшению в температуры ниже температуры равновесия в охлажденных участках сечения породы. Сотнями метров исчисляется протяженность гидратных образований. Это может развить огромные усилия, характеризующиеся разрушением и разрывом колонны.

Молекулы газа и воды входят в состав элементарной ячейки. Пропорция содержания данных элементов определяется от параметров молекул газа. Один объем воды в гидратированном состоянии находится в соотношении от данных газа от 70 до 300 объемов газа.

Максимальное отношение количества молекул воды и газа гидратообразователя (величина n) при заполнении всех полостей решетки гидрата молекулами газа составляет 5,75 для структуры I и 17- для структуры II (рисунок 1.3). Однако в реальных условиях может наблюдаться значительное увеличение количества молекул гидратообразующих газов. Значение n зависит от давления и температуры образования гидрата.

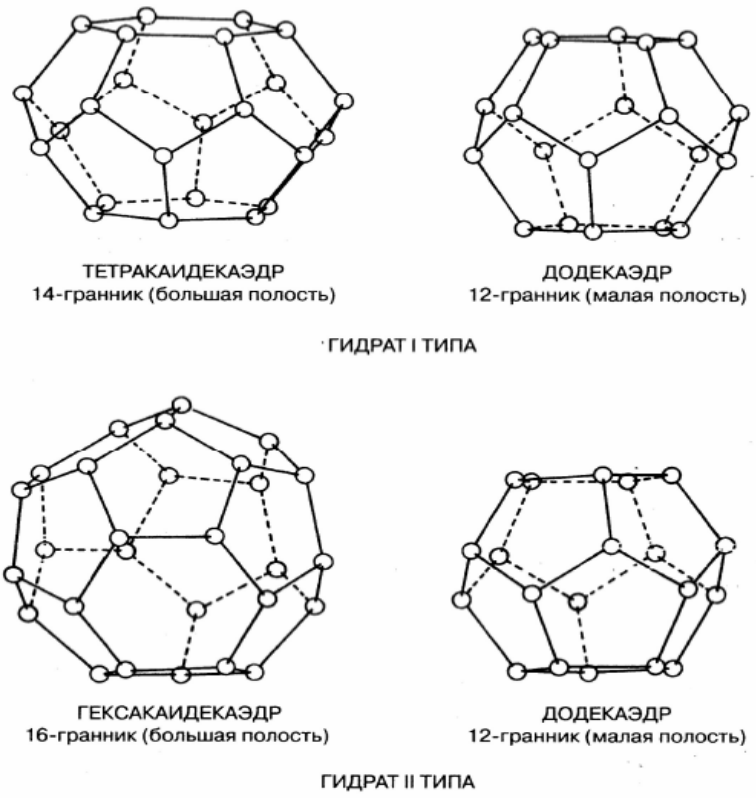


Рисунок 1.3 – Полиэдрические ячейки решетки гидратов I и II типов

Месторождения севера Тюменской области расположены в районах распространения в верхней части геологического разреза многолетне-мёрзлых пород (на глубинах до 500 м), характеризующихся отрицательными температурами верхних пластов. Это способствует охлаждению потока продукции скважины, движущейся по НКТ. При длительных простоях в скважинах на глубинах до 600 - 800 м могут образоваться парафиногидратные и гидратные пробки.

Список использованной литературы

1. Васильев В.И. Численное исследование разложения газовых гидратов, сосуществующих с газом в природных пластах / В.И. Васильев, В.В. Попов, Г.Г. Цыпкин // Механика жидкости и газа, - 2006. - №4. - С.127-134.

2. Кухс В.Ф. Образование газовых гидратов в ледяных порошках: кинетика, стадии роста, эффекты полидисперсности. / В.Ф. Кухс, А.Н. Саламатин //XI всероссийский съезд по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики: сборник трудов. – Казань, 2015. – С. 2223-2225.

3. Математическое моделирование создания подземного хранилища природного газа в гидратном состоянии / Э.А. Бондарь [и др.] Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР, 2015. -№2, С. 54-67.

4. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина: учеб. пособие / И.Т. Мищенко. – Москва, 2003. -816 с.

УДК 622

Озеров Д.С.

гр. РМмз-18, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАСЧЕТА ТЕМПЕРАТУРНОГО ГРАДИЕНТА В РАБОТАЮЩИХ СКВАЖИНАХ

Аннотация. При добыче газа и нефти гидраты могут образовываться в стволах скважин, промысловых коммуникациях и магистральных газопроводах. Откладываясь на стенках труб, гидраты резко уменьшают их пропускную способность и создают пробки. Таким образом, данная проблема является актуальной для современной нефтяной и газовой отрасли.

Ключевые слова: Ключевые слова: газовая скважина, гидратообразование, скважины.

Annotation. During gas and oil production, hydrates can be formed in well trunks, field communications, and main gas pipelines. Deposited on the walls of pipes, hydrates dramatically reduce their throughput and create traffic jams. Thus, this problem is relevant for the modern oil and gas industry.

Key words: Key words: gas well, hydrate formation, wells.

Успешная борьба с гидратообразованием невозможна без средств прогнозирования и оценки возможности гидратообразования в стволе работающей скважины. Без информации о возможности образования гидратов в скважинах проектирование разработки месторождений будет некорректно. Поэтому, разработка программно-информационного комплекса, способна решать задачи прогнозирования гидратообразования в стволе работающей скважины.

Измерения глубинными манометрами и термометрами в скважине показывают данные о тепловых явлениях, протекающих в пласте. Перепад температуры в скважине зависит от протекающих процессов в пласте и внутри скважины. Температура на забое скважины изменяется в связи с тепловыми процессами в пласте. Чем дальше от забоя, тем меньше оказывает воздействие на температуру на устье забойная температура. Опускающиеся потоки в нагнетательной скважине так же мало зависимы от температуры на устье и температуры на забое.

В вертикальном потоке совершается ряд энергетических превращений: нарастание или понижение потенциальной энергии, изменения кинетической и внутренней энергий, происходит теплообмен с окружающими горными породами, а в пределах продуктивных

интервалов происходит смешивание пластовых жидкостей и газов, поступающих в ствол скважины из разных горизонтов с разными исходными температурами.

Задача вертикального потока в стволе скважины еще не устанавливалась в таком роде единой постановке, но многочисленными создателями разрабатывались способы расчета одномерных потоков в трубах: К. И. Страховичем, С. А. Христиановичем, Г. И. Абрамовичем, Л. А. Вулисом, И. А. Чарным, А. Ю. Намиотом, Ю. П. Коротаевым и другие.

Предложенный И. А. Чарным способ изучения одномерного неизотермического перемещения сжимаемой жидкости и газа, считается значительным в теоретическом изучения температурного поля функционирующей скважины.

Теплопроводные потоки в однородных горизонтально залегающих горных породах в приствольной зоне скважины будут очень близки к радиальным. Расход теплопроводного потока в элементе высоты *dz* при постоянном перепаде температур $\Delta T\ (z)$ между горными породами и потоком жидкости или газа можно определить по следующей точной формуле

$$\frac{dQ(z,t)}{dz} = \lambda k(t)\Delta T(z) \qquad (1.1)$$

,

где λ, - теплопроводность горных пород;

к (t) - безразмерный коэффициент теплообмена между потоком вещества и окружающей средой, зависящий от геометрии теплопроводного потока и времени.

Для радиального потока вокруг ствола скважины коэффициент вычисляется с высокой точностью по такой приближенной формуле (1.2)

$$k_0(t) = \frac{2\pi}{\ln\left[1+\sqrt{\frac{\pi at}{r_0^2}}\right]}, \qquad (1.2)$$

где r_0 - радиус ствола скважины;

a - температуропроводность горных пород.

Для плоскопараллельного теплопроводного потока, который может образоваться, например, около вертикальной щели или тектонического нарушения в случае миграции в них жидкости или газа, коэффициент определяется следующим образом

$$k_1(t) = \frac{L}{\sqrt{\pi at}}, \qquad (1.3)$$

где *L* - длина щели.

В случае переменного перепада температур уравнение (1.1) принимает вид свертки.

$$\frac{dQ(z,t)}{dz} = \lambda \int_0^t k(t-\tau)\frac{\partial \Delta T(z,\tau)}{\partial \tau} d\tau. \qquad (1.4)$$

Основное уравнение энергии для случая вертикального потока в стволе скважины с учетом $m = 1$ и при условии (1.4)

$$G\frac{\partial}{\partial z}\left[i + A\left(z + \frac{\omega^2}{2g} \right) \right] + F\gamma \left[T\frac{\partial s}{\partial t} + A\frac{\omega}{g}\frac{\partial \omega}{\partial t} \right] = \lambda \int_0^t k(t-\tau)\frac{\partial \Delta T(z,\tau)}{\partial \tau} d\tau, \qquad (1.5)$$

где $G = F\gamma\ \omega$ - весовой расход в потоке;

F - площадь сечения струи потока;

$\Delta T(z,t) = T_{\text{ï}}(z) - T(z,t)$; $\Delta T(z,t)$ - температура горных пород как функция глубины z;

$\Delta T(z,t)$ - температура вещества в потоке.

Можно принять $\kappa(t) \approx \text{const}$ и перейти от точной формулы (1.1) к известной приближенной формуле теплопередачи Ньютона

$$\frac{dQ}{dF(z)} = \alpha \Delta T(z,t), \qquad (1.6)$$

где $F(z)$ - площадь теплопередачи.

Термодинамические функции s и i удобно заменить соотношениями и привести указанное уравнение к виду

$$Gc_p\left[\frac{\partial T}{\partial z} + \varepsilon_I \frac{\partial p}{\partial z} + \frac{A}{c_p}\left(1 + \frac{\omega}{g}\frac{\partial \omega}{\partial z} \right) \right] +$$

$$+F\gamma c_p\left[\frac{\partial T^i}{\partial t} - \eta_s \frac{\partial p}{\partial t} + \frac{A}{c_p}\frac{\omega}{g}\frac{\partial \omega}{\partial t} \right] = \lambda \int_0^t k(t-\tau)\frac{\partial \Delta T(z,\tau)}{\partial \tau}. \qquad (1.7)$$

Это уравнение положим в основу аналитического исследования температур в вертикальных потоках в стволе скважины или в вертикальных трещинах и разломах земной коры.

Список использованной литературы

1. Васильев В.И. Численное исследование разложения газовых гидратов, сосуществующих с газом в природных пластах / В.И. Васильев, В.В. Попов, Г.Г. Цыпкин // Механика жидкости и газа, - 2006. - №4. - С.127-134.

2. Кухс В.Ф. Образование газовых гидратов в ледяных порошках: кинетика, стадии роста, эффекты полидисперсности. / В.Ф. Кухс, А.Н. Саламатин //XI всероссийский съезд по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики: сборник трудов. – Казань, 2015. – С. 2223-2225.

3. Математическое моделирование создания подземного хранилища природного газа в гидратном состоянии / Э.А. Бондарь [и др.] Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР, 2015. -№2, С. 54-67.

4. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина: учеб. пособие / И.Т. Мищенко. – Москва, 2003. -816 с.

5. Степанова Г.С. Уточненный метод расчета условий гидратообразования. /Г.С. Степанова, А.Г. Бурмистров // Газовая промышленность. -1986. № 10. С. 47.

УДК 622

Озеров Д.С.

гр. РМмз-18, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

ОПИСАНИЕ ПРОГРАММНОГО ПРОДУКТА ДЛЯ РАСЧЕТА ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТОВ В ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

Аннотация. *В данной статье проводится описание программного продукта для расчета образования гидратов в газовых скважинах.*

Ключевые слова: *газовые скважины, образование гидрантов, метод Рунге-Кутта.*

Annotation. *This article describes a software product for calculating the formation of hydrates in gas wells.*

Keywords: *gas wells, hydrant formation, Runge-Kutta method.*

По описанному выше алгоритму была написана вычислительная программа. Разработанный программный продукт позволяет выполнять следующие операции:

1. Численное интегрирование системы уравнений методом Рунге-Кутта 4-го порядка точности.
2. Выбор шага интегрирования при применении метода Рунге-Кутта.
3. Вывод результатов расчета в виде графических зависимостей P(x), T(x).
4. Проведение нескольких расчетов, при варьировании входных параметров и расположение зависимостей вида P(x) и T(x) на одной координатной плоскости.

Главное окно разработанной вычислительной программы представлено на рисунке 1.1.

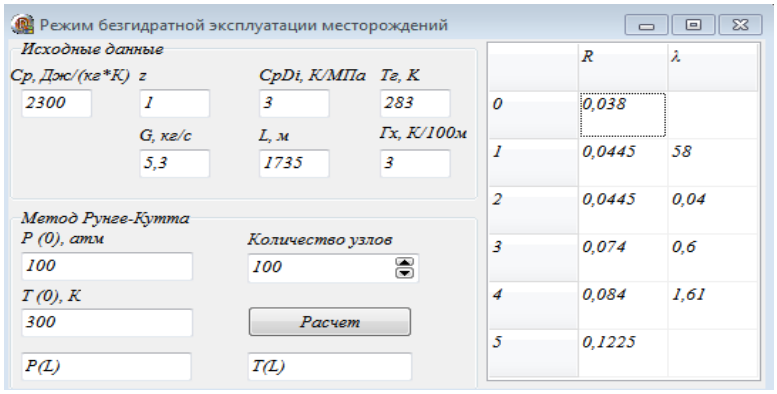


Рисунок 1.1 – Главное окно разработанного программного продукта

В главном окне программы задаются исходные данные для расчета в единицах измерения, указанных над полем ввода. Отдельно выделена область, отвечающая за начальные условия системы дифференциальных уравнений и шаг интегрирования метода Рунге-Кутта, что является удобным инструментом анализа сходимости расчетной схемы.

	R	λ
0	0,038	
1	0,0445	58
2	0,0445	0,04
3	0,074	0,6
4	0,084	1,61
5	0,1225	

Рисунок 1.2 – Блок параметров скважины

Вводим параметры скважины в блок, показанный на рисунке 3.2 следующим образом:

R_0 - внутренний радиус НКТ,

R_1– внешний радиус НКТ,

R_2 - внешний радиус теплоизоляции,

R_3– внутренний радиус ОК,

R_4- внешний радиус ОК,

R_5 – внешний радиус цементного кольца (радиус скважины).

Величиной радиусов мы регулируем толщину теплоизоляции, конфигурацию НКТ и ОК. Далее вводим значения коэффициентов теплопроводности:

λ_1 - теплопроводность стали,

λ_2 - теплопроводность теплоизоляционного слоя,

λ_3 - теплопроводность субстанции в затрубном пространстве НКТ,

λ_4 - теплопроводность бетона.

Длина скважины обозначена параметром Li располагается в блоке ввода общих данных. Там же указывается массовый расход газа G, а также величина температурного градиента горных пород Γ_x. Помимо этого вводятся значения коэффициента потерь на трение λF, а также термодинамические характеристики газа, включая среднюю сжимаемость газа в стволе скважины z.

После задания исходных данных и начальных условий, для поведения вычислений необходимо нажать кнопку «Расчет» в главном окне программы (рисунок 1.1). Результаты расчета отобразятся во всплывающем окне в виде зависимостей P(x) и T(x) (рисунок 1.2.). В окне с результатами расчета следует выбрать зависимость, которую желательно пользователю отобразить на графике. Выбор происходит в поле типа «бюллетень» в верхней части окна.

Также предусмотрена возможность отображения нескольких зависимостей на одной координатной плоскости. Для этого, после проведения расчета, необходимо нажать кнопку «добавить линию», предварительно, указав легенду линии и ее цвет. При выполнении этого действия на новую координатную плоскость добавится отображаемая в окне (рисунок 1.2.) линия. Пример отображения нескольких линий приведен на рисунке 1.3.

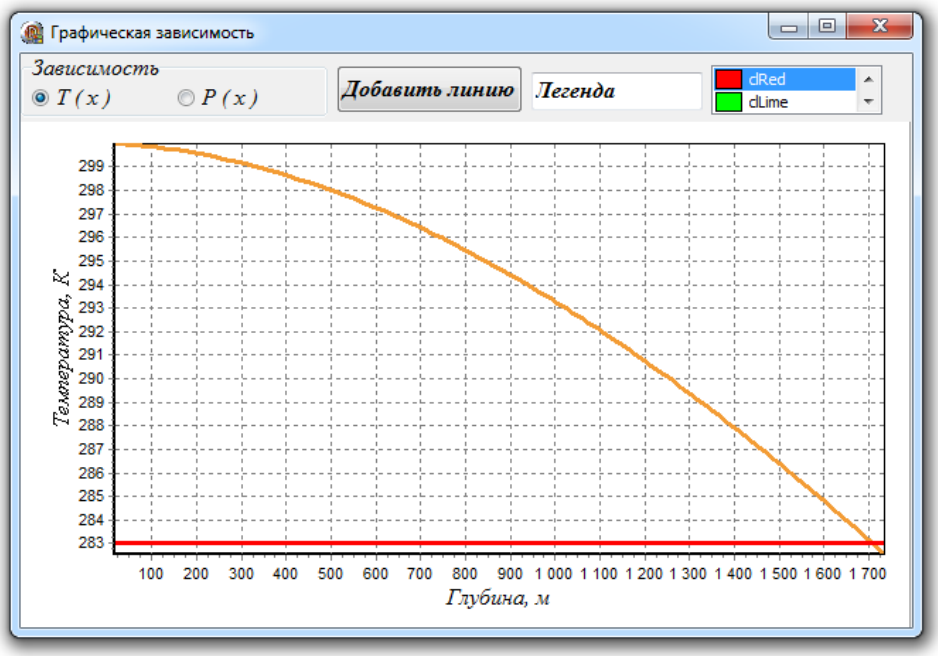


Рисунок 1.2 – Вывод результатов расчета

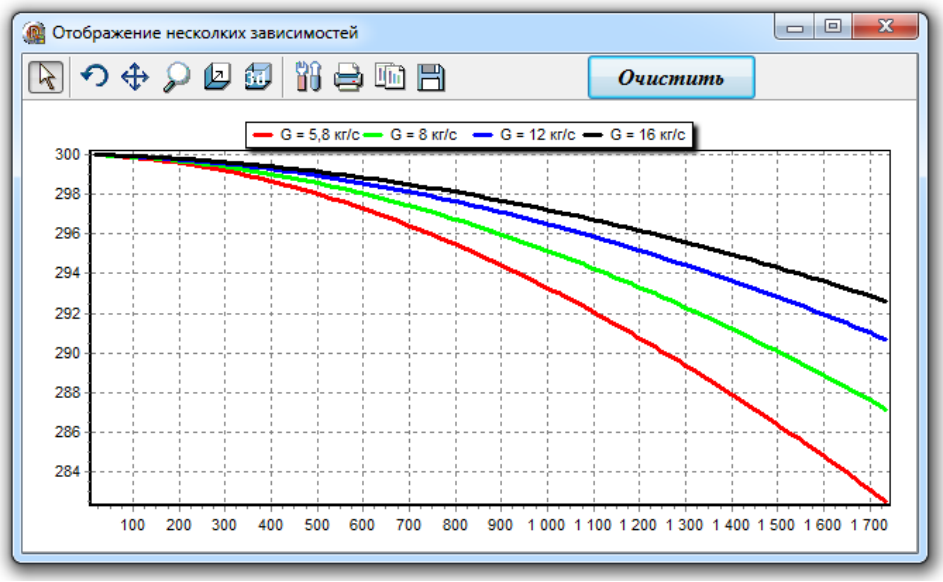


Рисунок 1.3 – Отображение нескольких зависимостей

При допущении ошибки, либо при желании построить новый график, состоящий из нескольких зависимостей, следует нажать кнопку «Очистить». Тогда все добавленные линии сотрутся, и формирование нового графика из нескольких зависимостей начнется заново.

Программа предусматривает вывод на график значения температуры гидратообразования, на рисунке 1.2 она обозначена красной линией, таким образом мы имеем возможность видеть на графике возможную глубину начала гидратообразования.

Также предусмотрена возможность выводить эпюру температурного поля земли. Значения температурного поля земли можно получить следующим образом:

1. Устанавливаем минимальный массовый расход, например, 0,1 кг/с. Таким образом, мы заранее задаем условия, при которых газ при движении по стволу скважины будет прогреваться или охлаждаться до температуры окружающих его слоев земли.

2. Устанавливаем значения толщины теплоизоляции, равное 0, так же, как и значение ширины затруба. Таким образом, мы максимизируем коэффициент теплоотдачи. Это нужно для того, чтобы газ при минимальном расходе прогревался или охлаждался до температуры слоев земли.

3. Выводим график с эпюрой температурного поля для заданного температурного градиента (рисунок 1.4).

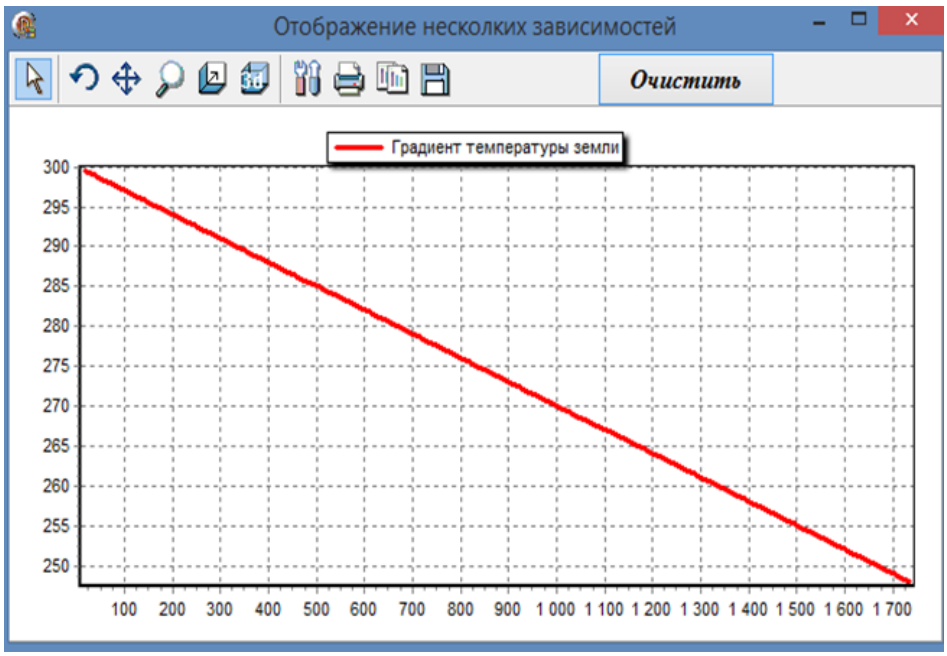


Рисунок 1.4 – Вывод градиента температурного поля земли

Погрешность при определении градиента в 0,2 градуса обусловит ошибку в расчете устьевой температуры газа при добыче в 1 градус.

Список использованной литературы

1. Васильев В.И. Численное исследование разложения газовых гидратов, сосуществующих с газом в природных пластах / В.И. Васильев, В.В. Попов, Г.Г. Цыпкин // Механика жидкости и газа, - 2006. - №4. - С.127-134.

2. Кухс В.Ф. Образование газовых гидратов в ледяных порошках: кинетика, стадии роста, эффекты полидисперсности. / В.Ф. Кухс, А.Н. Саламатин //XI всероссийский съезд по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики: сборник трудов. – Казань, 2015. – С. 2223-2225.

3. Математическое моделирование создания подземного хранилища природного газа в гидратном состоянии / Э.А. Бондарь [и др.] Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР, 2015. -№2, С. 54-67.

4. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина: учеб. пособие / И.Т. Мищенко. – Москва

УДК 622

Озеров Д.С.

гр. РМмз-18, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

РЕГУЛИРОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО ГРАДИЕНТА ГАЗА В СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ

Аннотация. *Проведено исследование процессов гидратообразования в стволе работающей скважины и методов борьбы с ними.*

В результате выполнения работы были исследованы процессы гидратообразования и методы борьбы с ними. На основе анализа трудов, посвященных гидратобразованию в нефтяных и газовых скважинах были выделены основные влияющие на данный процесс факторы, а также основные технические и технологические подходы по борьбе с данным явлением.

Рассмотрены методики определения температурного градиента в работающих скважинах и проведена алгоритмизация задач расчета температуры и давления по стволу работающей газовой скважины.

На основании результатов выполненных исследований были построены алгоритмы и применен численный метод Рунге-Кутты 4-го порядка для решения системы дифференциальных уравнений. На основе разработанных алгоритмов в среде программирования Delphi была разработана программа, позволяющая проводить необходимые расчеты для проектирования безгидратной эксплуатации газовых скважин.

Ключевые слова: *программирование Delphi, температурный градиент газа, гидратообразование.*

Annotation. *A study of the processes of hydrate formation in the wellbore of a working well and methods of combating them.*

As a result of the work, the processes of hydrate formation and methods of combating them were studied. Based on the analysis of works on hydrate formation in oil and gas wells, the main factors affecting this process, as well as the main technical and technological approaches to combat this phenomenon, were identified.

Methods for determining the temperature gradient in working wells are considered, and the problems of calculating the temperature and pressure along the trunk of a working gas well are algorithmized.

Based on the results of the research, algorithms were constructed and the 4th-order Runge-Kutta numerical method was applied to solve a system of differential equations. Based on the developed algorithms, a program was developed in the Delphi programming environment that allows performing the necessary calculations for the design of hydrate-free operation of gas wells.

Keywords: *Delphi programming, gas temperature gradient, hydrate formation.*

Существует несколько путей предотвращения охлаждения природного газа в стволе работающей скважины. Мы рассмотрим и промоделируем с помощью разработанной программы вариант теплоизоляции НКТ, использования облегченных цементова, а также различное наполнение затрубного пространства между НКТ и ОК.

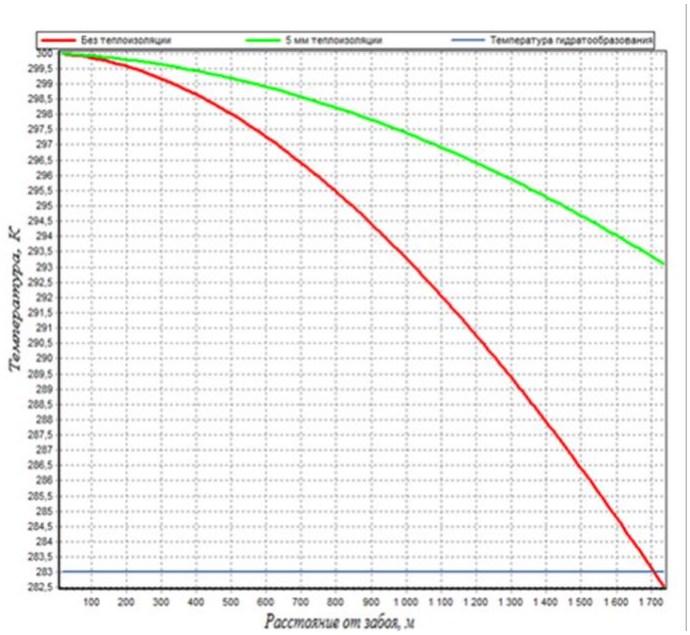


Рисунок 1.1 – Зависимость температуры в скважине от глубины при наличии и отсутствии теплоизоляции

Как можно видеть на рисунке 1.1 теплоизоляции коренным образом влияет на процесс передачи тепла от газа породе. Рассчитанный по умолчанию пример при заданной температуре гидратообразования показывает, что на глубине 35 метров будут созданы условия для образования гидратной пробки. При оборудовании скважины теплоизолированной НКТ процесс гидратообразования в скважине не будет иметь места.

Наличие 5 мм теплоизоляции на НКТ позволило увеличить температуру газа на устье на 10 градусов.

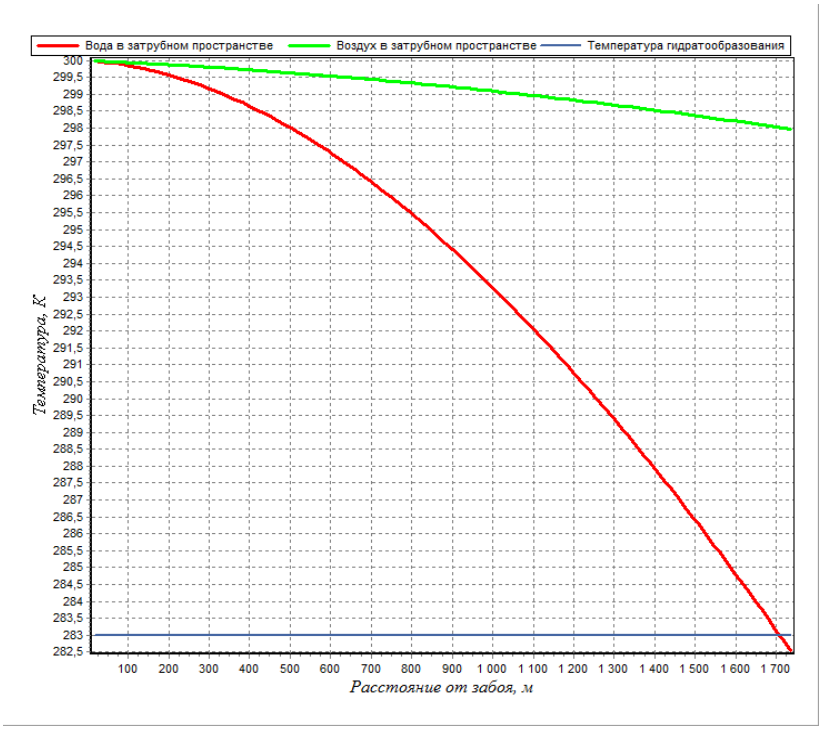


Рисунок 1.2 – Зависимость температуры в скважине от глубины при наличии воды и воздуха в затрубном пространстве

Как видно из зависимости 1.2, субстанция в затрубном пространстве оказывает очень сильное влияние на процессы теплообмена. Если затруб заполнен водой, то теплообмен между движущимся по трубам НКТ газом и порами намного интенсивнее, нежели при затрубном пространстве, заполненном воздухом. Это связано с тем, что воздух имеет коэффициент теплопроводности газа в более чем 20 раз меньше, чем этот же показатель для воды.

Однако при высоких пластовых давлениях наличие жидкости в затрубном пространстве является необходимым с технологической точки зрения, так как гидростатическое давление в затрубном пространстве призвано создавать противодавление на пакер.

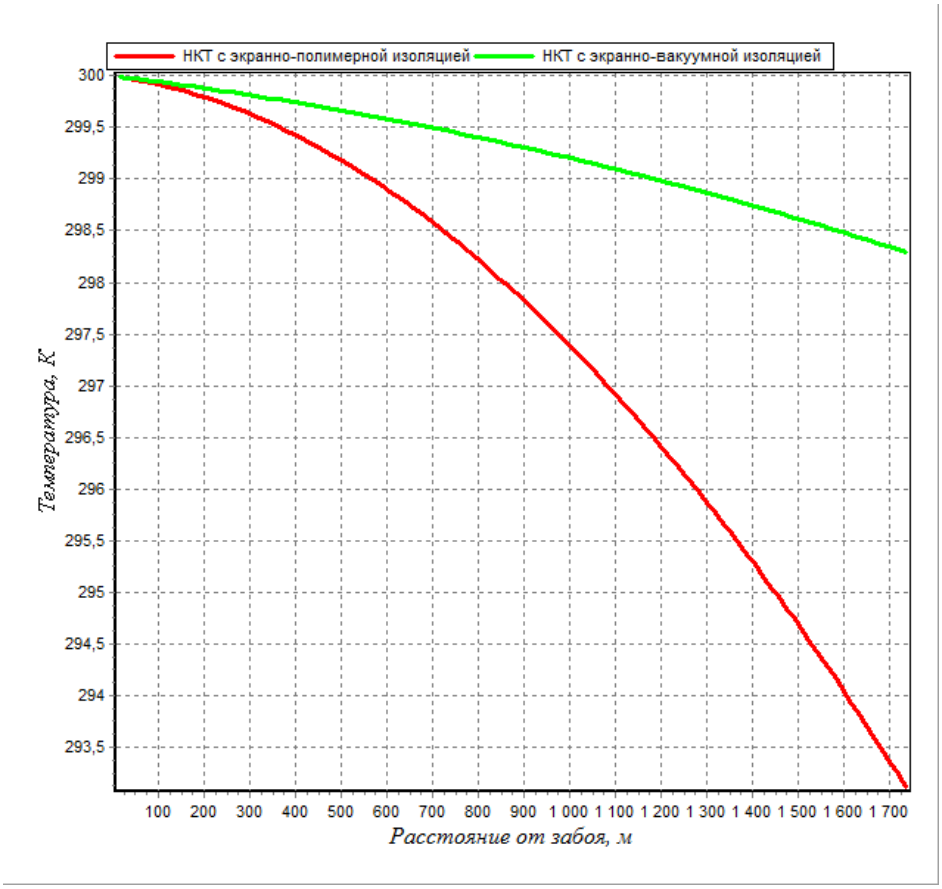
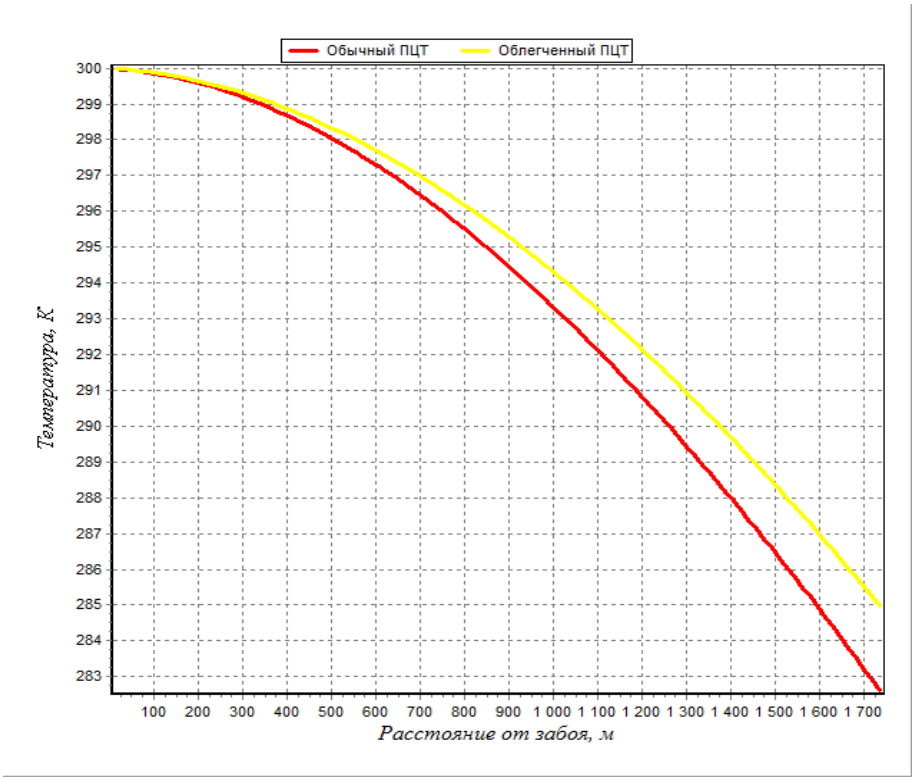


Рисунок 1.3 – Сравнение технологий теплоизоляции НКТ

На рисунке 1.3 показаны градиенты давлений для теплоизолированных НКТ. Как видно из полученных зависимостей, технология экранно-вакуумной теплоизоляции намного эффективнее, нежели технология экранно-полимерной теплоизоляции.

Необходимо отметить, что в скважинах, где заполнение затрубного пространства воздухом невозможно из-за технологических обстоятельств, рекомендуется использовать технологию экранно-вакуумной теплоизоляции. Также, возможно использование таких труб в глубоких скважинах с низкими пластовыми температурами и высокой температурой гидратообразования даже при заполненном воздухом затрубе, так как теплопроводность изоляции таких труб ниже, чем теплопроводность воздуха.



Рисунке 1.4 – Сравнение теплообмена при различных видах цемента

В работе предлагается теплоизоляция скважины путем применения при цементировании облегченных газонаполненных портландцементов, у которых коэффициент теплопроводности в два раза ниже по отношению к обычным цементам, применяемым при строительстве скважин. Как мы видим из показанной зависимости данная технология уступает по эффективности теплоизолированным НКТ. Тем не менее, определенный эффект она показывает. При заданных условиях путем применения облегченного портландцемента удалось повысить температуру газа на устье на 2,2 градуса, что также является хорошим показателем и может применяться в тандеме с другими методами теплоизоляции потока газа.

Метод Рунге-Кутты 4-го порядка точности, позволяет производить точные вычисления. Точность метода обусловлена величиной шага. В программном комплексе Mathcad была рассчитана сходимость вычислений при разной величине шага. Результаты представлены на рисунке 1.5.

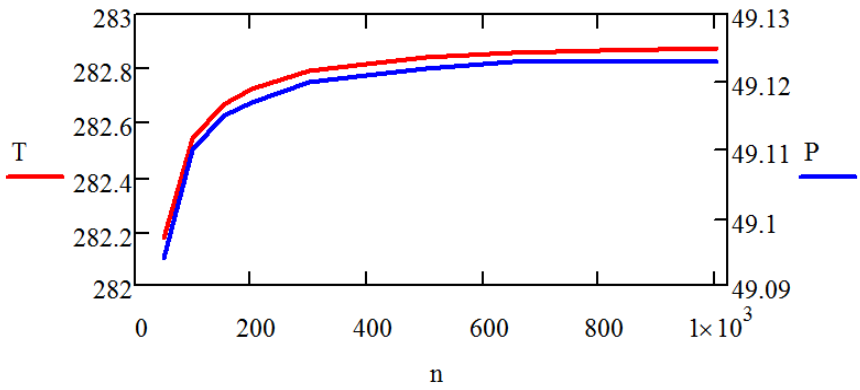


Рисунок 1.5 – Точность вычислений поставленной задачи методом Рунге Кутты 4-го порядка

Как можно видеть из рисунка 1.5 приемлемая точность вычислений достигается при количестве шагов 200 или больше для заданных условий. Таким образом, принятые для проведения вычислительного эксперимента 300 шагов позволили вычислить температуру и давление с приемлемой точностью.

Наиболее эффективным средством борьбы с гидратообразованием является технология экранно-вакуумной теплоизоляции НКТ. Менее эффективна технология экранно-полимерной теплоизоляции. Технология теплоизоляции скважины путем применения газонаполненных облегченных цементных растворов при цементировании обсадных колонн по расчетам в разработанном программном продукте показала наименьшую эффективность. Тем не менее, она может применяться в тандеме с другими существующими технологиями.

Список использованной литературы

1. Васильев В.И. Численное исследование разложения газовых гидратов, сосуществующих с газом в природных пластах / В.И. Васильев, В.В. Попов, Г.Г. Цыпкин // Механика жидкости и газа, - 2006. - №4. - С.127-134.

2. Кухс В.Ф. Образование газовых гидратов в ледяных порошках: кинетика, стадии роста, эффекты полидисперсности. / В.Ф. Кухс, А.Н. Саламатин //XI всероссийский съезд по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики: сборник трудов. – Казань, 2015. – С. 2223-2225.

3. Математическое моделирование создания подземного хранилища природного газа в гидратном состоянии / Э.А. Бондарь [и др.] Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР, 2015. -№2, С. 54-67.

4. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина: учеб. пособие / И.Т. Мищенко. – Москва, 2003. -816 с.

УДК 622

Петрук Н.С.

гр. РМмз-18-3, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА КРАЙНЕМ МЕСТОРОЖДЕНИИ. ОТЕЧЕСТВЕННЫЙ ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ИССЛЕДУЕМОЙ ТЕХНОЛОГИИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Аннотация. *В данной статье рассмотрено повышение эффективности использования горизонтальных скважин на крайнем месторождении. отечественный опыт применения исследуемой технологии на месторождениях.*

Ключевые слова: *горизонтальные скважины, месторождение, нефть.*

Annotation. *This article discusses how to improve the efficiency of using horizontal wells in the extreme field. domestic experience in the application of the technology under study in the fields.*

Keywords: *horizontal wells, field, oil.*

История возникновения горизонтальных скважин для повышения темпов разработки месторождений и нефтеотдачи пластов насчитывает более 50 лет. Раньше к этому методу прибегали в том случае, когда другие методы не давали нужных результатов. При бурении горизонтальных скважин и разветвленных ГС (РГС), получали положительные результаты. Имелся небольшой опыт бурения и эксплуатации отдельных скважин, а не систем скважин.

Начиная с семидесятых годов, технологии разработки нефтегазовых месторождений при помощи горизонтальных скважин стали стремительно развиваться как в России, так и на зарубежных месторождениях.

Одной из первых начала исследования компания Elf Aquitaine при содействии с институтом нефти IFP из Франции. По инициативе IFP в городе Уфа в 1980 г. был проведен советско-французский форум по бурению наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Начался следующий этап внедрения технологий разработки нефтяных и газовых месторождений при помощи горизонтального бурения. В 90-х годах в России были пробурены десятки ГС и из вовлеченных в эксплуатацию горизонтальных скважин было добыто 185 тыс. тонн нефти.

Дебит скважин с горизонтальными окончаниями большой протяженности значительно выросли. На некоторых месторождениях запасы углеводородов, ранее считавшиеся неизвлекаемыми, с применением технологии бурения ГС вырабатываются в

промышленных масштабах, также повысилась эффективность ранее применяемых методов воздействия на пласты, в большой степени улучшилось множество показателей разработки месторождений. Анализу состояния эксплуатации и бурения горизонтальных скважин в нефтегазодобыче посвящен ряд научных работ.

За последние десять лет технология разработки нефтегазовых месторождений с применением горизонтальных скважин опробована во многих регионах. Именно 1988 год стал началом этапа активных работ в областях разработки и бурения нефтяных месторождений при помощи ГС. По утвержденным проектным документам было пробурено более 5030 горизонтальных скважин на Усень-Ивановском, Михайловском, Югомаш-Максимовском, Татышлинском, Лемезинском, Балкановском, Старцевском, месторождениях и на опытно-промышленных участках Арланского месторождения. Опыт разработки залежей нефти и газа с применением горизонтального бурения показал их высокую эффективность. Стоимость горизонтальной скважины превышала стоимость вертикальной в 1,5 – 2,5 раза, а продуктивность премышала в 1,5 – 6,5 раз. Применяемые в Башкирии технологии бурения позволяют бурить горизонтальные скважины в продуктивных пластах толщиной 3 – 5 метров.

Освоение горизонтальных скважин в Татарстане было начато в 1977 – 1978 годах с бурения ГС на турнейских отложениях Тавельского и Сиреневского месторождений. В 1991-1995 годах проектным институтом ТатНИПИнефть спроектировано более 25 документов на разработку месторождений с применением горизонтального бурения, согласно которым необходимо было пробурить 1200 скважин, что составляет 40% от их общего числа. Глубина залегания вскрытых продуктивных пластов составила 829 – 1728 м, а вскрываемые толщины 4 – 45 м.

В компании «Удмуртнефть» разработка месторождений с применением горизонтального бурения ведется с 1993 года. Первая ГС пробурена на Мишкинском месторождении, опытно-промышленное горизонтальное бурение в компании «Удмуртнефть» начато в 1995 г. Высокая эффективность получена на Мишкинском месторождении. Проведенными технико-экономическими расчетами подтверждена огрмная экономическая и технологическая эффективность горизонтального бурения на месторождении. Дополнительная добыча нефти составляет в 1,5 млн. тонн, прирост КИН – на 3 %. Удовлетворительные результаты получены при бурении горизонтальных скважин на Гремихинском месторождении с нефтями высокой вязкости. Продуктивность ГС в 2 – 5 раза выше рядом расположенных вертикальных скважин. Аналогичные результаты получены на Ончугинском, Чутырско-Киенгопском, месторождениях. В более плохих геологических условиях бурились скважины на Южно-Киенгопском месторождении, где

верейский горизонт представлен переслаиванием карбонатных и терригенных коллекторов с низкими эффективными толщинами - 3 м. Средний дебит по ГС составил 15 т/сут, это на 10 – 12 тонн выше, чем дебит ВС. В условиях представленного месторождения была показана возможность получения больших технико-экономических результатов в горизонтальном бурении на продуктивные пласты малой толщины.

В компании «Саратовнефтегаз» в следствие бурения 25 скважин с горизонтальным окончанием накоплен огромный опыт, показывающий, что месторождения этого региона возможно успешно разрабатывать системами скважин с горизонтальным окончанием, при этом дебит по сравнению с ВС увеличивается в 5 – 8 раз.

В компании «Краснодарнефтегаз» рассмотрены перспективы увеличения объемов добычи нефти за счет увеличения производительности низкодебитных скважин бурением боковых стволов. Организацией накоплен огромный опыт бурения разветвленных горизонтальных скважин из старых стволов. По результатам технико-экономических и научных наработок показывается, что ГС могут использоваться как при разведке, так и в период разработки месторождений.

Технологии разработки нефтегазовых месторождений с использованием ГС взыскали применение на месторождениях Западной Сибири. Были спроектированы и реализуются планы разработки Мало-Балыкского и Ем-Егоровского месторождений, приводятся результаты разработки залежей на Федоровском месторождении. Исследование и анализ строительства и эксплуатации горизонтальных скважин на опытном участке Самотлорского месторождения показал возможность разработки пласта, дебиты возросли и в 3 – 11 раз превысили дебиты вертикальных и наклонно направленных скважин при достаточно низкой обводненности углеводородной продукции.

Успешно ведется применение технологий разработки залежей УВ с помощью горизонтального бурения и на других нефтегазоконденсатных месторождениях. На Оренбургском месторождении первая из ГС пробурена в 1991 г. с целью разработки эксплуатационного объекта. Вследствие успешного бурения первой скважины пробурено еще 17 скважин на газовые и газонефтяные пласты. Кроме того, с 1996 г. ведется работа по бурению боковых горизонтальных стволов из бездействующего, низкодебитного и обводненного фонда вертикальных скважин. Полученные результаты могут гарантировать высокую перспективность использования ГС с учетом того, что по состоянию на 1998 г. на Оренбургском месторождении несколько десятков скважин бездействуют по причине обводнения и около 130 скважин работают с дебитом около 11 тыс. м3/сут. На Восточно-Таркосалинском месторождении введены в промышленную эксплуатацию три

горизонтальные скважины - скважина Р-16 на пласт ПК1 и скважины 2030, 2031 на пласт БУ16. Эффективность ГС превышает продуктивность ВС в 5 раз.

За всю историю разработки Крайнего месторождения было всего пробурено 29 добывающих ГС, из них три на объекте БС91, шесть – на БС102 и 20 – на Ю1-2) и две нагнетатальные скважины с горизонтальным окончанием ствола (одна - на объекте БС91, одна - на объекте БС102).

В целом добыча нефти за всю историю разработки от ГС по Крайнему месторождению составила 653,9 тыс.тонн нефти, в том числе по объекту БС91 – 243,2 тыс.т, по БС102 – 316 тыс.т и по Ю1-2 – 94,8 тыс.т).

За последние пять лет на месторождении было пробурено 20 скважин с горизонтальным окончанием ствола, дополнительная добыча от которых составила 94,7 тыс.т нефти (223,7 тыс.т с учетом переходящего эффекта прошлых лет).

Горизонтальные скважины оказывают увеличивающееся влияние на показатели разработки продуктивных залежей Крайнего месторождения. По фонду из 27 действующих ГС и составляющего 17,4% от всего действующего фонда месторождения, обеспечивается 18,1 % годового уровня добычи нефти. Однако следует отметить, что среднегодовой уровень добычи от ГС является относительно заниженным показателем, вследствии того, что 20 скважин из них были введены в 2013 году, причем 16 – во второй половине года. Если рассматривать дополнительную добычу нефти от ГС за декабрь 2013 года, то они обеспечивают 34,1% всей добычи за месяц (23,4 тыс.т из 68,6 тыс.т нефти).

Используя накопленные знания, полученные при исследовании результатов опытно-промышленных работ по использованию технологии горизонтального бурения в целом в ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», и непосредственно на Крайнем месторождении, отмечается, что бурение горизонтальных стволов в сложных геологических условиях показывает более высокую эффективность по сравнению с ННС, в частности при разбуривании участков с низкими толщинами (объект Ю1-2).

Можно отметить, что в последний год количество бурения ГС выросло (проводилось разбуривание одного объекта – Ю1-2) при этом удельная эффективность по ним в 2,5 – 3 раза выше, чем у наклонно-направленных скважин.

К технологии горизонтального бурения применили новые подходы, о чем говорят результаты эксплуатации построенных ГС и БГС с 2009 г. В компании «Сургутнефтегаз» пробурено более 360 скважин, ОАО «Лукойл» более 200 скважин, в ТНК-ВР более 100 скважин, в ОАО «НТК «Славнефть» более 100 скважин, в ОАО «Газпром нефть» более 80 скважин, в ОАО «НК «Роснефть» более 60 скважин, в ОАО НК «РуссНефть» более 30 скважин.

Зарубежный опыт применения исследуемой технологии на месторождениях

В настоящее время за рубежом числится более 60 фирм, применяющих эти технологии.

За 1980 – 1984 годы в Европе построено очень много скважин с горизонтальным окончанием: Кастера Лау – 110, Лак – 90, Распаре Маре – 6, в общей сложности несколько десятков, давших необходимую информацию для продвижений в технологии бурения горизонтальных скважин, так и для проектирования оптимального режима их эксплуатации.

На месторождении Лак Сьюпериер пробурены две горизонтальные скважины на глубине 615 м. Продуктивный пласт толщиной до 100 м, пористостью 20 %, проницаемостью 110 мкм2 и вязкостью 17 мПа•с. Обводненность продукции составляет 98 %. Продуктивный пласт слогается двумя пропластами: известковых линзовидных включений и сильно трещиноватых доломитов. Суточный дебит из скважины №90 оказался в 3 раза выше, чем из расположенных рядом вертикальных.

Месторождение Кастера Лау распологается на французском юго-западе Продуктивные пласты здесь сложены трещиноватым доломитом, залегающем на глубине 2895 м. Толщина пласта до 70 м, пористость – 10 %, проницаемость 500 мкм2. скважина с горизонтальным окончанием на месторождении Кастера Лау пробурена длиной 336 м в продуктивном пласте и обеспечила прирост добычи в 5 раз, по сравнению со скважинами, пробуренными по другой технологии.

Большой практический интерес представляет опыт разработки нефтяного месторождения Распаро Маре, где создана первая в мире система добычи нефти с помощью пробуренных горизонтальных скважин. Месторождение располагается в Адриатическом море на глубине 65 – 90 м. На месторождении достаточно тяжелая нефть, плотностью 990 кг/м3, вязкость составляет 310 мПа•с. Продуктивные пласты залегают на глубине 1295 м и из-за строения карстового характера имеет низкую пористость (1,8 %), а проницаемость его колеблется в пределах от 2 до 1500 мкм2. Продуктивный пласт слогается из двух наложенных друг на друга слоев. Верхний, мощностью до 65 м, характеризуется наличием расширяющихся вверху вертикальных трещин, расположенных нарасстоянии 90 м, которые смыкаются снизу. Нижний слой мощностью до 55 м характеризуется наличием пустот в виде карстовых полостей, заполненных нефтью. Разведка месторождения была начата в 1976 г. и в период до 1981 г. были пробурены три скважины (вертикальная, наклонная и горизонтальная). Дебит горизонтальной скважины составил 11,30 м3/сут,

наклонной – 4,77 м3/сут, а вертикальной – 2,07 м3/сут. Эффективность вытеснения нефти внутри опытного участка по добыче составила: в скважине с горизонтальным окончанием – в среднем в 4,6 раза больше, чем на других скважинах.

Большое развитие технология бурения ГС получила в США, где горизонтальное бурение использовалось как с целью интенсификации добычи нефти, так и для разведки и доразведки месторождений. В 1991 г. в штатах Техас, Юта, Северная Дакота и других было пробурено 856 скважин. За пределами США также было пробурено 210 скважин, половина из которых находится в Канаде. Диапазон показателей эффективности применения технологий бурения ГС достаточно обширен. Для примера, повторное заканчивание тридцатилетней скважины в Западном Техасе, при котором на глубине 2365 м был пробурен горизонтальный ствол длиной 65 м, повысило дебит углеводородов из скважины от 1,27 до 31,8 м3/сут. Затраты на проведение бурения окупились через 45 дней. С другой стороны, в том же Западном Техасе многие скважины с горизонтальным окончанием оказались нерентабельными. Это объясняется ошибками, как при подготовке экономического обоснования проектов, так и при проектировании скважин.

Известнейшим мировым рекордом для скважин с малым радиусом искривления с интенсивностью набора кривизны до 10° на 10 м является длина горизонтального участка ствола скважины, которая составила 373 м в скважине Вега-5, построенной компанией «Селм» у побережья Сицилии.

Промышленное применение бурения горизонтальных скважин в Германии началось во второй половине 80-х годов. Так, в 1995 году была основана Ассоциация горизонтального бурения (DCA), занимающаяся контролем исследований по проблемам бурения горизонтальных скважин, что привело к большому удешевлению их бурения. Следует отметить, что в Германии горизонтальные скважины используются также для прокладки нефтепроводов и газопроводов, электрокоммуникаций и т.д.

В 1989 году компанией «Юнокал» в Калифорнии пробурена скважина А-16 с горизонтальным окончанием длиной 1750 м. Максимальный угол отклонения от вертикальной оси составил 87°. Эта скважина побила предыдущий рекорд (1223 м), достигнутый компанией «Эссо Рисорзис» на скважине Норманн К-50Х в 1988 г.

Огромную эффективность технологии разработки нефтяных месторождений системами скважин с горизонтальным окончанием показали на уникальных по величине и продуктивности месторождениях Ближневосточного региона. Пробуренные в Омане, Саудовской Аравии и Египте скважины дают дебиты в 2 – 15 раз выше, чем их вертикальные аналоги. Помимо этого, уменьшается вероятность прорыва конусов воды и

газа, что способствует более эффективной нефтеотдаче. По мере совершенствования технологии стоимость ГС вплотную приблизилась к стоимости вертикальных скважин.

Список использованной литературы

1. Агзамов, Ф. А. О некоторых причинах низкой эффективности горизонтальных скважин [Текст] / Ф. А. Агзамов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009. – № 6. – С. 14-17.

2. Анализ разработки Крайнего нефтяного месторождения, ОАО «СибНАЦ». – Тюмень, 2006 г.

3. Алиев, З. С. Изменение пластового давления по длине горизонтального ствола, вскрывшего наклонный пласт, при исследовании скважин на стационарных режимах фильтрации [Текст] / З. С. Алиев // Технологии нефти и газа. – 2007. – № 5. – С. 55-59.

4. Чернышов, С. Е. Разработка и совершенствование технологии строительства дополнительных стволов из ранее пробуренных скважин [Текст] / С. Е. Чернышов, Т. Н. Крапивина // Проблемы геологии и освоения недр : сб. науч. тр. – Томск, 2009. – С. 524-525.

5. Антоненко, Д. А. Оценка эффективности применения оборудования для контроля притока в горизонтальных скважинах [Текст] / Д. А. Антоненко // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 84-87.

УДК 622

Петрук Н.С.

гр. РМмз-18-3, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА КРАЙНЕМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Аннотация. Горизонтальная скважина (ГС) представляет собой разработку с осью пролегания под углом 80-100 градусов по отношению к вертикали. Горизонтальные скважины в основном применяются в месторождениях с обилием трещинных разломов; для увеличения отдачи нефти на поздней стадии разработки и при освоении залежей нефти и газа, расположенных локально. Благодаря применению горизонтальной скважины возможно увеличение процента дренирования скважины и уровня её отдачи.

Ключевые слова: скважина горизонтальная, нефтегазоносные залежи, нефть.

Annotation. A horizontal well (HS) is a development with an axis running at an angle of 80-100 degrees relative to the vertical. Horizontal wells are mainly used in fields with an abundance of fractured faults; to increase the return of oil at a late stage of development and in

the development of locally located oil and gas deposits. Due to the use of a horizontal well, it is possible to increase the percentage of well drainage and the level of its return.

Key words: horizontal well, oil and gas bearing deposits, oil.

Скважина горизонтальная – это прежде всего способ бурения, призванный увеличить количество добываемого из месторождения сырья и улучшить уровень экономической целесообразности в тех многих случаях разработки залежи, где его возможно применить, избежав создания классической горизонтальной скважины.

Также горизонтальные скважины обеспечивают рациональное использование залежей полезных ископаемых, трудных для извлечения. Этот тип скважин нашёл свое применение в зонах с разнородными породами, смещением пластов и зон расположения полезных ископаемых.

Стволы таких скважин уходят на многие сотни метров, что позволяет на трещиноватых зонах достичь дебита скважины, несравнимого с вертикальными месторождениями. Методика даёт возможность разрабатывать нефтегазоносные залежи с минимальным числом скважин и технологических затрат.

По расчётам зарубежных и отечественных специалистов дебит ГС выше до пяти раз по сравнению с вертикальными, что позволяет увеличить уровень рентабельности выработки.

При применении этой технологии процент добычи нефти не будет опускаться ниже 60% благодаря следующим факторам:

- использование скважин возможно на любом этапе разработки и при разных условиях месторождения;
- при правильном расположении скважины обеспечивается пресечение с естественными вертикальными трещинами в пластах;
- для обеспечения дренажа в сумме необходимо бурить отверстий до пяти раз меньше;
- возможна разработка месторождений под озёрами и городскими зданиями.

На сегодняшний день горизонтальное бурение и, как следствие, горизонтальные скважины оказывают наименьшее воздействие на окружающую среду, при этом давая наибольший профит в ресурсоотдаче.

Классификация ГС

Горизонтальные скважины, в зависимости от радиуса искривления классифицируются на четыре категории. Радиус искривления (не строго регламентирован) — это радиус дуги, по которой необходимо отклониться от вертикального к наклонному и горизонтальному направлению. С каждой из категорий соотносятся представленные ниже

радиусы искривления ствола: короткий, ультракороткий, средний и длинный. Каждая категория требует для проводки определенной технологии и техники.

1. Короткий: радиус искривления от 6,5 до 12,5 м; набор кривизны – от 5 до 15о на 10 м. При применении этого способа, дренажные скважины бурят из обсаженной или из необсаженной ВС. В обсаженных скважинах для бурения бокового ствола в месте предполагаемого отклонения фрезеруется окно приблизительно 6 – 7 м длиной. Первоначально для бурения этой категории скважин использовали ротор, гибкие соединения УБТ (рисунок 1.1).

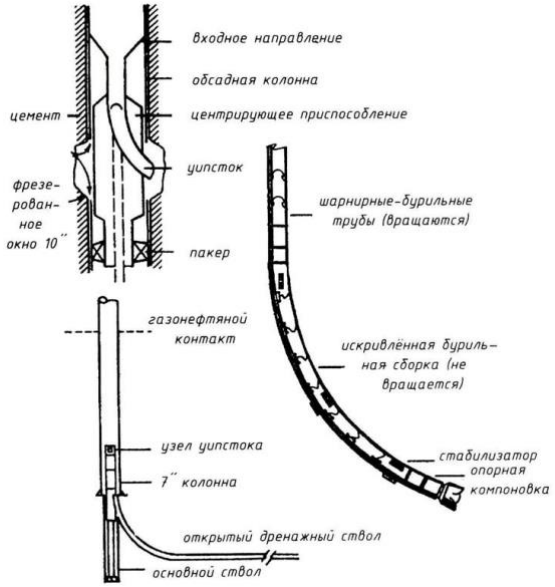


Рисунок 1.1 – Схема компоновки устройства для искривления скважин по короткому радиусу с использованием гибких соединений бурильных труб

Для набора кривизны применяют один тип КНБК, при этом угол наращивают приблизительно до 85°, для контроля набранного искривления и бурения оставшейся части ствола используется стабилизирующий тип КНБК. Максимальная длина горизонтального участка при использовании данного метода – 300 м. Одно из ограничений этого метода – недостаточный контроль искривления скважины.

Современные средства бурения – забойные двигатели – обеспечивают удовлетворительный контроль искривления скважины. Кроме того, в этих системах используются специально спроектированные короткие забойные двигатели. С применением этой системы в зарубежной практике стало возможным бурение горизонтального ствола диаметром 4 3/4 дюйма из вертикальной скважины с минимальным диметром 6 1/8 дюйма. ГС диаметром 3 3/4 дюйма можно бурить через вертикальную скважину с минимальным диаметром 4 7/8 дюйма. Эти скважины могут быть закончены как открытым стволом, так и щелевидным хвостовиком. Предельная длина таких скважин 300 м.

2. Ультракороткий: радиус искривления до 1 м; набор кривизны – от 4,0 до 10о на метр; бурение с ультракоротким радиусом рассматривается как технология заканчивания (а не бурения); при использовании этой категории ДС бурятся часто гидромониторным методом. Диаметр дренажных насосно-компрессорных труб (НКТ) меняется в диапазоне от 1,25 до 2,5 дюйма в зависимости от используемой буровой установки. После бурения НКТ перфорируют или устанавливается трубный гравийный фильтр. Затем НКТ изолируют, и следующая дренажная скважина бурится в той же самой горизонтальной плоскости. Таким образом, можно бурить несколько ДС из одной существующей скважины.

3. Средний: радиус искривления 100 – 250 м, набор кривизны – 15 – 60° на 100 м проходки. Этот метод становится преобладающим при бурении ГС. Благодаря большому значению радиуса искривления, применение большого числа инструментов, которые используются при бурении ВС становится возможным.

Для бурения ГС применяют специальные забойные двигатели. При наборе кривизны применяется один тип забойного двигателя, затем для контроля набранной кривизны и бурения горизонтального ствола - другой. При этом возможно бурение очень длинных горизонтальных стволов, более 1000 м. Такие скважины можно заканчивать как открытым стволом, щелевидным хвостовиком, хвостовиком с наружными пакерами, так и цементировать спущенную обсадную колонну, а затем ее перфорировать. Кроме того, в этих скважинах возможен отбор керна, а применение гидроразрыва эффективно стимулирует их.

4. Длинный: радиус искривления от 300 до 1000 м; набор кривизны – от 6о до 15о на 100 м. Для этой категории скважин используют комбинацию роторного бурения и бурение забойным двигателем. Для отклонения и набора кривизны применяются кривые переводники. В этих скважинах возможен отбор керна.

Вышеупомянутые четыре метода бурения также изображены на рисунке 2.2.

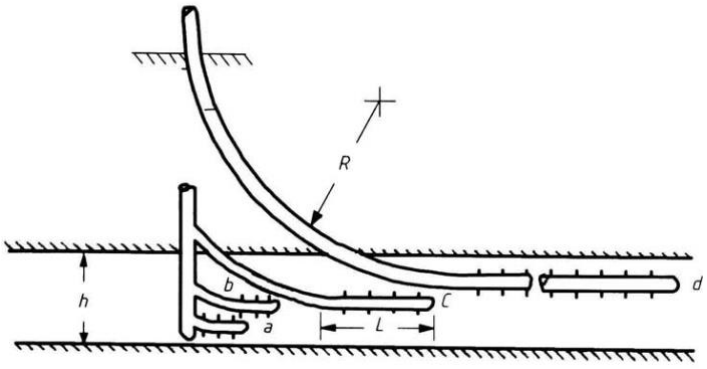


Рисунок 1.2 – Демонстрация возможностей разных компоновок:

Следует отметить, что не существует какого-то единственного оптимального метода горизонтального бурения. Выбор способа набора кривизны и бурового инструмента

зависит от задач, которые должна решить нефтяная компания, и условий бурения конкретной скважины.

Технология с малым радиусом кривизны обеспечивает наиболее быстрый переход к горизонтальному бурению и, следовательно, наиболее перспективна на участках с малой площадью. Скважины с малым радиусом кривизны можно бурить в разрезах, в верхних частях которых породы имеют литологию, склонную к возникновению осложнений. Такая технология пригодна для проводки скважин в условиях, способствующих образованию конуса газа. Эта технология предусматривает возможность перекрытия зоны осложнений обсадной колонной перед зарезкой бокового ствола. Поскольку в скважинах с малым радиусом кривизны переход к горизонтальному стволу производится при очень небольшом приращении глубины по вертикали, насосное оборудование может быть установлено в вертикальном стволе близ скважинного эксплуатационного оборудования, благодаря чему предотвращается чрезмерный изгиб или износ насосных штанг. Данная технология особенно пригодна для продуктивных пластов с низким норовым давлением. Кроме того, по сравнению с другими методами горизонтального бурения благодаря более высокому темпу набора кривизны появляется возможность точнее достичь цели на известной глубине. В связи с тем, что необходимый вращающий момент может быть обеспечен ротором-вертлюгом, скважины с малым радиусом кривизны, предусматривающие повторный ввод инструмента на забой, часто бурят с использованием установок для капитального ремонта.

Системы со средним радиусом кривизны позволяют бурить горизонтальные стволы протяженностью 1000 м и более при темпе набора кривизны вплоть до 60° на 100 м. Они обеспечивают протяженный контакт с пластом – объектом бурения, причем для набора кривизны требуется приращение глубины по вертикали, примерно 150 м. Следовательно, бурение со средним радиусом кривизны также возможно на ограниченных по площади участках. В скважинах со средним радиусом кривизны многие зоны осложнений могут быть обсажены и разбурены вертикальным стволом, прежде чем будет достигнута точка резкого отклонения ствола от вертикали. Гораздо меньшая длина участка набора кривизны по сравнению со скважинами, имеющими больший радиус кривизны, дает возможность сэкономить время и избежать потенциальных осложнений в стволе. Наконец, поскольку точка отклонения ствола от вертикали располагается ближе к цели, эта цель, находящаяся на известной глубине, может быть достигнута с большей точностью, чем в скважине с большим радиусом кривизны.

Способ бурения с большим радиусом кривизны имеет то преимущество, что может быть реализован с использованием обычного роторного оборудования или управляемых

забойных двигателей для всех стандартных в нефтепромысловой практике диаметров ствола. Скважины с большим радиусом кривизны характеризуются умеренным темпом набора кривизны при сравнительно неточном положении точки резкого изменения направления ствола; они не вызывают трудностей при проведении геофизических исследований и могут селективно заканчиваться с использованием стандартного оборудования и обсадных колонн. Такие скважины целесообразно бурить на море, где желательно иметь профиль с протяженным искривленным участком ствола, чтобы разрабатывать продуктивные пласты, находящиеся на значительном расстоянии от платформы или донной опорной плиты. Кроме того, при использовании управляемого забойного двигателя в скважине с большим радиусом кривизны, по-видимому, может быть создан намного более длинный горизонтальный ствол, чем в скважине со средним радиусом кривизны.

Для проводки участка скважины большой кривизны используются все известные типы забойных двигателей, имеющие небольшую длину и в ряде случаев снабженные гибким или шарнирным переводником. Разработаны методы роторного бурения таких участков с помощью гибкого шланга или специальных гибких стальных бурильных труб. В этих интервалах бурения предпочтение отдают винтовым забойным двигателям с искривленным корпусом.

Особенности бурения ГС

Разберем некоторые практические особенности бурения ГС по сравнению с наклонными скважинами.

1. Опасность прихвата и обрыва колонн:

- в ГС опасность прихвата и обрыва бурильных труб меньше, так как искривление скважины приурочено к нижней части разреза, который характеризуется, как правило, сравнительно устойчивыми породами;
- желобообразование имеет место в перегибах ствола, когда бурильная колонна в растянутом состоянии, но в ГС обычно большая часть колонны при бурении сжата и не вырабатывает желоб в одном и том же месте;
- обычно промежуточная колонна спускается перед разбуриванием продуктивной зоны пласта, что уменьшает опасность прихвата в ГС.

2. Трение:

- ГС характеризуются высоким уровнем трения бурильных колонн о стенки скважины, особенно на ее горизонтальном участке;

- трение усиливается с увеличением протяженности горизонтального участка, так как нагрузка на долото в этом случае обычно создается почти всем весом бурильной колонны;
- не последнюю роль играет качество бурового промывочного раствора, прежде всего его смазывающая способность.

3. КНБК

В отличие от наклонной скважины забойная компоновка при бурении горизонтального ствола следующая:

- долото — забойный двигатель — стабилизатор — MWD — немагнитная УБТ — толстостенные бурильные трубы — ясс — толстостенная бурильная труба — тонкостенные бурильные трубы до устья.

Важнейшая задача при горизонтальном бурении – не допустить скручивания бурильных колонн, поэтому на горизонтальных участках стремятся как можно меньше использовать УБТ и тем самым уменьшить сопротивление трения. Лучшее правило – компоновка должна быть по возможности простой.

4. Фактическая вертикальная глубина скважины.

При бурении горизонтальной скважины большая ответственность ложится на исполнителей работы при определении глубины скважины по вертикали по данным меры бурового инструмента. Незначительная ошибка в глубине может оказаться роковой, так как исключается вхождение долота в пласт в заданной точке. А это приведет к ошибке в размещении фильтровой части скважины в пласте (например, разместят фильтр в водоносной или в газоносной части нефтесодержащего пласта).

5. Контроль траектории долота.

Бурение горизонтального участка будет медленным или даже невозможным, если некачественно пробурена направляющая часть ствола. Здесь недопустимы ошибки в навигации. При бурении непосредственно горизонтальной части скважины ответственность за правильную навигацию повышается, хотя управление траекторией по показаниям инклинометра и магнитометра или гироскопа становится неэффективным. На первый план может выступить контроль за параметрами проходимого пласта (проницаемость, нефтенасыщенность, фациальный состав, пористость, водонасыщенность, термодинамические параметры). Контроль этих параметров осуществляют системы LWD (каротаж во время бурения).

6. Горизонтальный участок сопоставим с направляющим участком как по длине, так и по продолжительности бурения.

7. Буровые промывочные и тампонажные растворы должны обладать седиментационной устойчивостью, так как существует опасность осаждения на нижней стенке скважины шлама и тяжелых компонентов раствора, что усложнит бурение и крепление ГС.

8. Нагрузка на долото.

При бурении горизонтального участка скважины нагрузка на долото создается не нижней, а верхней частью бурильной колонны, причем определить ее по индикатору веса затруднительно. Поэтому в горизонтальном бурении остро стоит вопрос измерения режимных параметров бурения непосредственно на забое скважины.

Основная цель бурения ГС – создание фильтровой зоны по простиранию пласта. Поэтому проектирование ГС следует начинать с определения протяженности, формы и направления горизонтального участка, которые непосредственно зависят от степени неоднородности продуктивного пласта, его мощности и литологии, распределения горной породы по твердости и устойчивости разреза. Следует предусмотреть мероприятия по минимизации загрязнения пласта буровыми и тампонажными растворами с учетом длительности и протяженности интервала их воздействия.

ГС состоит из направляющей части и горизонтального участка. Направляющая часть включает вертикальный участок, участок начального искривления, тангенциальный (прямолинейный) участок и участки увеличения зенитного угла или состоит только из вертикального участка и участка увеличения зенитного угла.

Одним из главных участков такой скважины является вертикальный. В процессе бурения вертикального участка его ось отклоняется от вертикали, и скважина приобретает вид спирали. Такое искривление препятствует дальнейшему нормальному ходу бурения скважины: ухудшаются условия продвижения инструмента в ней в процессе спускоподъемных операций, создания достаточной нагрузки на забой, проведения инклинометрических и геофизических работ и т.д.

Для уменьшения отклонения применяют КНБК самых разнообразных конструкций, подразделяющихся на три основных типа: маятниковые, жесткие и опорные.

Список использованной литературы

1. Агзамов, Ф. А. О некоторых причинах низкой эффективности горизонтальных скважин [Текст] / Ф. А. Агзамов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009. – № 6. – С. 14-17.

2. Анализ разработки Крайнего нефтяного месторождения, ОАО «СибНАЦ». – Тюмень, 2006 г.

3. Алиев, З. С. Изменение пластового давления по длине горизонтального ствола, вскрывшего наклонный пласт, при исследовании скважин на стационарных режимах фильтрации [Текст] / З. С. Алиев // Технологии нефти и газа. – 2007. – № 5. – С. 55-59.

4. Чернышов, С. Е. Разработка и совершенствование технологии строительства дополнительных стволов из ранее пробуренных скважин [Текст] / С. Е. Чернышов, Т. Н. Крапивина // Проблемы геологии и освоения недр : сб. науч. тр. – Томск, 2009. – С. 524-525.

5. Антоненко, Д. А. Оценка эффективности применения оборудования для контроля притока в горизонтальных скважинах [Текст] / Д. А. Антоненко // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 84-87.

УДК 622

Петрук Н.С.

гр. РМмз-18-3, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА КРАЙНЕМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Аннотация. В данной статье рассмотрены преимущества и недостатки горизонтальных скважин на крайнем месторождении.

Ключевые слова: горизонтальные скважины, ГС, нефть.

Annotation. This article discusses the advantages and disadvantages of horizontal wells in the extreme field.

Keywords: horizontal wells, HS, oil.

Эффективным является применение ГС на нефтяных и газовых месторождениях на поздней стадии разработки. Начальный дебит нефти может быть увеличен в десятки раз.

Анализ эксплуатации ГС, разветвленно-горизонтальных (РГС) и многозабойных (МЗС) показывает, что их дебиты по сравнению с дебитами ВС увеличиваются в 5 – 6 раз, а иногда в 15 раз; в то же время на некоторых месторождениях положительный эффект горизонтальные скважины не показали. Не отмечено заметного увеличения накопленной добычи по ГС и МЗС на некоторых рифогенных месторождениях. Причины неудач заключаются в неэффективной технологии проводки скважин, недостаточной протяженности горизонтальных стволов и необоснованном выборе объектов.

К преимуществам ГС следует отнести следующие показатели:

- повышенная продуктивность или приемистость;
- более высокий коэффициент охвата пласте;
- пониженные эффекты развития конусов воды или газа и вязкостного языкообразования;

- увеличенная площадь дренирования.

Уменьшение вероятности образования конусов воды или газа фактически можно рассматривать как улучшение охвата пласта по толщине или как увеличение продуктивности. Достоинства ГС, пересекающих не охваченные дренированием площади, совершенно очевидны, но их трудно предвидеть заранее.

Весьма перспективным представляется применение ГС при доразработке газовых, нефтегазовых и нефтяных месторождений на поздней стадии разработки. Восстановление малодебитных скважин, и скважин, находящихся в простое на таких месторождениях возможно способом зарезки и бурения дополнительных горизонтальных стволов.

Опыт строительства ГС в различных районах мира позволил определить следующие основные принципы и критерии выбора первоочередных объектов для бурения ГС:

- низкопроницаемые, неоднородные терригенные коллекторы малой мощности (менее 6 м);
- слоистые пласты, в которых важно обеспечить увеличение степени охвата коллектора;
- карбонатные низкопродуктивные коллекторы с вертикальной трещиноватостью;
- нефтегазовые и водонефтяные залежи малой мощности;
- высоковязкие нефти при естественном режиме фильтрации;
- морские нефтяные, газовые и нефтегазовые месторождения;
- месторождения углеводородов на территориях с ограниченной возможностью ведения буровых работ.

Практика бурения ГС в различных районах мира показала также, что они особенно эффективны в следующих условиях:

- в малопроницаемых коллекторах, из-за увеличения протяженности ствола в продуктивном пласте (особенно в пластах малой толщины)
- при интенсивном проявлении скин-эффекта из-за снижения проницаемости призабойной зоны скважины;
- при интенсивном образовании песчаных пробок в продуктивном пласте из-за снижения средней скорости течения пластового флюида
- при эксплуатации газовых залежей из-за более низкой скорости движения газа по сравнению с вертикальными скважинами;
- при эксплуатации газовых пластов с подстилающим водоносным горизонтом из-за снижения требуемого перепада давления для фильтрации пластового флюида;
- при разработке нефтяных залежей с газовыми куполами (шапками).

Очевидно, для каждых конкретных геологических условии существует оптимальная длина ствола ГС.

Высокоэффективны ГС и на подземных хранилищах газа. Их дебиты в процессе отбора газа на Кущевском ПХГ превышают аналогичные показатели ВС в среднем в 2,5 – 3 раза.

Продуктивность горизонтальной скважины может быть выше, чем ВС. Горизонтальные скважины могут вскрывать большие площади продуктивного пласта, чем ВС. Горизонтальные стволы можно бурить перпендикулярно к плоскости, в котором направлены естественные трещины, и они пересекут большее количество трещин. Кроме того, в ГС может быть искусственно создано большое количество трещин посредством гидроразрыва. Основное достоинство повышенной продуктивности – более высокий дебит нефти, который должен быть достаточным, чтобы оправдать затраты на бурение ГС. Если основное назначение горизонтального бурения – увеличение дебита нефти и производительность скважины не ограничивается размером колонны НКТ или устьевым оборудованием, то соответствующие расчетные уравнения можно использовать для оценки длины горизонтального ствола, необходимой для обеспечения желаемого дебита нефти. Кривую снижения добычи для новой скважины можно получить на основании расчетов методом материального баланса или моделирования продуктивного пласта.

Еще одно преимущество повышенной продуктивности – возможность поддержания пониженной депрессии на пласт при одном и том же темпе отбора, что, вероятно, способствует уменьшению добычи воды и газа.

Если поверхностные устройства имеют ограниченную мощность по извлечению воды или газа из нефти, то отмеченный факт может означать возможность увеличения общего темпа отбора нефти на месторождении. На газоконденсатном месторождении повышенная продуктивность может привести к уменьшению выпадения газового конденсата из газа в ПЗП.

Важное отличие горизонтального бурения от обычного наклонно направленного заключается в том, что ГС должна проводиться с большой точностью. Допустимые погрешности для перечисленных объектов измеряются десятками сантиметров.

При правильном расположении стволов в системе площадного заводнения горизонтальные скважины обычно могут обеспечить более высокий коэффициент охвата по площади, чем ВС. В тех случаях, когда значение протяженности горизонтального ствола стремится к половине расстояния между добывающими и нагнетательными скважинами, коэффициент охвата по площади стремится к теоретическому значению в 100 %. Эффективность охвата пласта в вертикальном направлении зависит от положения

горизонтального ствола в разрезе по вертикали. Эффективность охвата по площади может быть, как выше, так и ниже, чем в ВС. Для примера, если в разрезе присутствуют барьеры непроницаемых пород, то коэффициент охвата в вертикальном направлении может становиться очень низким.

При добыче нефти на месторождении в присутствии газовой шапки и (или) водоносного горизонта коэффициент площадного охвата для ГС оказывается гораздо выше, чем для ВС, что связано с меньшей опасностью образования конусов воды или газа. Скважины с очень длинными горизонтальными стволами могут даже эксплуатироваться в режиме, когда критическая скорость образования конусов воды или газа вообще не достигается. Горизонтальные скважины могут заканчиваться при большем удалении ствола от газонефтяного или водонефтяного контакта (ГНК или ВНК), что ведет к отсрочке момента прорыва воды или газа. Тем не менее, значительные трудности возникают при добыче нефти из зоны, расположенной выше горизонтального ствола, в случае проявления водонапорного режима, а также из зоны, находящейся ниже горизонтального ствола, в случае реализации режима газовой шапки. В системах с газонефтяными и водонефтяными контактами правильное положение горизонтального ствола между этими ними зависит от активности газонапорного или водонапорного режима, вязкости нефти, относительных проницаемостей, плотности фаз и возможности управлять притоком воды или газа. Моделирование продуктивного пласта – наилучший способ определения оптимального расположения горизонтального ствола в таких системах.

К недостаткам ГС по сравнению с ВС можно отнести следующее:

- более высокая стоимость;
- более сложное проведение геофизических исследований, интенсифицирующих обработок и селективную перфорацию;
- ограниченные возможности внесения изменений в схему заканчивания скважины при увеличении доли воды или газа в продукции;
- снижение коэффициента охвата пласта по толщине в случае наличия непроницаемых пропластов.

В ГС при проявлении скин-эффекта очень трудно добиться восстановления естественной проницаемости прискважинной зоны Кроме того, низкая эффективная проницаемость пласта в направлении, перпендикулярном к плоскости напластования, например, за счет присутствия прослоев глин, может означать, что для значительного увеличения продуктивности протяженность горизонтального ствола должна быть очень большой.

Среди главных проблем технологии разработки месторождений можно отметить следующие:

1. Необходимость разработки научных основ проектирования, разработки и доразработки нефтяных, нефтегазовых и газовых месторождений с помощью ГС.

2. Необходимость составления технологических проектов и схем разработки при различных методах воздействия на пласт для конкретных месторождений и площадей.

3. В области технологии бурения и заканчивания ГС необходимо установить рациональные типовые конструкции, определить систему допусков на отклонение стволов, разработать технологии и технические средства для заканчивания ГС, усовершенствовать навигационные системы контроля параметров оси скважин и пласта непосредственно в процессе бурения; разработать технологию и технические средства для проведения комплекса геофизических и гидродинамических исследований горизонтальных стволов непосредственно в процессе бурения, разработать технологии и технические средства для освоения, эксплуатации и ремонта ГС в различных условиях.

4. Решить проблемы экологии, загрязнения пластов и рациональной выработки запасов нефти и газа и т.д.

5. Освоить производство технических средств для бурения и зарезки из эксплуатационных колонн дополнительных горизонтальных стволов. В этом же направлении важно разработать системы телеконтроля параметров режима бурения, оси скважины и пласта, технические средства (калибраторы, центраторы, шарниры и т.д.) малого диаметра. Главный аргумент в пользу бурения скважин с горизонтальным стволом — увеличение площади контакта ствола скважины с продуктивным пластом, в результате чего обеспечивается более высокая продуктивность скважины с горизонтальным стволом на всех этапах добычи нефти (т. е. первичными, вторичными или третичными методами).

Список использованной литературы

1. Агзамов, Ф. А. О некоторых причинах низкой эффективности горизонтальных скважин [Текст] / Ф. А. Агзамов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009. – № 6. – С. 14-17.

2. Анализ разработки Крайнего нефтяного месторождения, ОАО «СибНАЦ». – Тюмень, 2006 г.

3. Алиев, З. С. Изменение пластового давления по длине горизонтального ствола, вскрывшего наклонный пласт, при исследовании скважин на стационарных режимах фильтрации [Текст] / З. С. Алиев // Технологии нефти и газа. – 2007. – № 5. – С. 55-59.

4. Чернышов, С. Е. Разработка и совершенствование технологии строительства дополнительных стволов из ранее пробуренных скважин [Текст] / С. Е. Чернышов, Т. Н. Крапивина // Проблемы геологии и освоения недр : сб. науч. тр. – Томск, 2009. – С. 524-525.

5. Антоненко, Д. А. Оценка эффективности применения оборудования для контроля притока в горизонтальных скважинах [Текст] / Д. А. Антоненко // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 84-87.

УДК 622

Петрук Н.С.

гр. РМмз-18-3, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ОБЪЕКТУ РАЗРАБОТКИ НА КРАЙНЕМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Аннотация. *В данной статье рассмотрен анализ геологических особенностей и технологических решений по объекту разработки на крайнем месторождении*

Ключевые слова: *геологические особенности, пробная эксплуатация, активного освоения залежей.*

Annotation. *This article examines the analysis of geological features and technological solutions for the development object at the extreme field*

Keywords: *geological features, trial operation, active development of deposits.*

На долю объекта $Ю_{1-2}$ в общем объеме запасов нефти категорий $ВС_1$ / $С_2$ на месторождении приходится 13 243 / 2 835 тыс.т, или 15,1 / 8,0 % начальных геологических и 3 961 / 786 тыс.т, или 13,5 / 8,0 % начальных извлекаемых запасов нефти. Утвержденный КИН – 0,299 / 0,277.

Согласно действующему проектному документу, эксплуатационный объект $Ю_{1-2}$ представлен двумя продуктивными пластами: $Ю_1$ (одна залежь) и $Ю_2$ (две залежи). Все залежи, за исключением одной (пласта $Ю_2$), содержат запасы промышленной категории $С_1$, в разработку введена одна наиболее крупная залежь (пласта $Ю_1$), содержащая 98,6% запасов объекта.

Пробная эксплуатация объекта начата в 2000 г. (с вводом в разработку центральной части залежи 1 пласта $Ю_1$), более активное освоение залежей путем бурения и переводов скважин с других объектов ведется с 2008 г.

С начала разработки объекта по состоянию на 01.01.2014 г. добыто нефти – 1 692 тыс.т (удельный отбор на одну скважину – 15,7 тыс.т), жидкости – 1 831 тыс.т при ВНФ – 0,1. Отбор от НИЗ промышленной категории $ВС_1$ составляет 42,7 % при

обводненности – 14,1 %, текущий КИН – 0,128 (при утвержденном - 0,299). Остаточные извлекаемые запасы нефти составляют 2 268 тыс.т.

Формирование системы поддержания пластового давления осуществляется с 2008 г. (начала активного освоения залежей). Всего в продуктивные пласты закачано 1 717 тыс.м^3 воды, что обеспечило накопленную компенсацию отборов жидкости закачкой 71,3 %. На одну тонну добытой нефти (жидкости) приходится 1,0 м^3 (0,9 м^3) закачанной воды.

Схема расположения залежей объекта и ввода новых скважин в эксплуатацию представлена на рисунке 1.1.

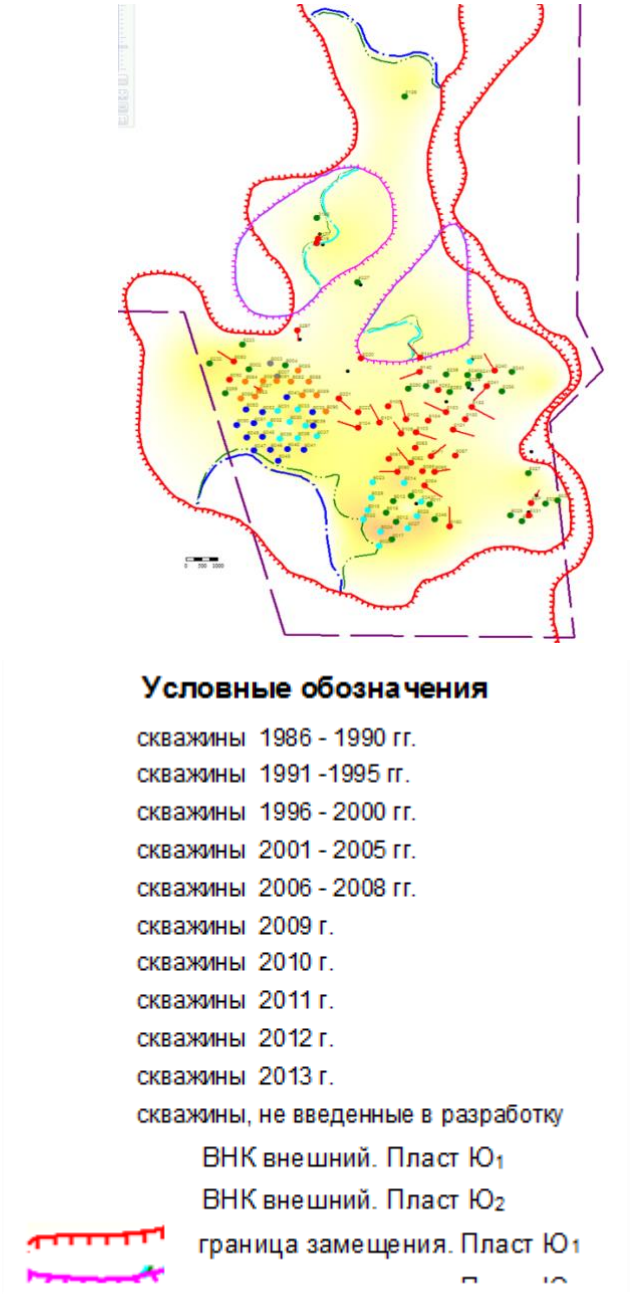


Рисунок 1.1 - Схема расположения залежей нефти и ввода новых скважин в эксплуатацию по объекту Ю$_{1-2}$

Объект находится на стадии активного освоения залежей, что предопределяет растущую динамику показателей разработки.

В 2013 г. достигнут максимальный уровень добычи нефти – 452,8 тыс.т (при темпе отбора от НИЗ - 11,43 %), жидкости – 527,1 тыс.т. Кратность запасов нефти при текущем темпе отбора от НИЗ – около пяти лет, что, по всей видимости, свидетельствует о недооцененном объеме запасов.

Значительные объёмы добычи нефти объясняются интенсивным разбуриванием объекта, а также переводом скважин в работу на объект с других горизонтов. В 2013 г. за счёт новых скважин было добыто 127,3 тыс.т, нефти или 28,1 % от годовой добычи по всему объекту.

Среднегодовой дебит действующих добывающих скважин составляет: по нефти – 21,9 т/сут, по жидкости – 25,5 т/сут.

В текущем году в продуктивный пласт закачано 675,4 тыс.м^3 воды, что обеспечило текущую компенсацию отборов жидкости закачкой 99,2 %. Среднегодовая приемистость нагнетательных скважин составляет 97,0 м^3/сут.

В соответствии с действующим проектным документом, основной проектный фонд на объекте Ю1-2 составляет 274 ед. (из них 202 добывающие и 72 нагнетательные), фонд для бурения – 188 ед. (из них 133 добывающие и 55 нагнетательных), фонд для переводов - 37 ед. (из них 28 добывающие и 9 нагнетательных).

Разработка объекта начата с ввода в разработку Основной залежи объекта (залежи 1 пласта Ю1) в 2000 г. С начала разработки на объект пробурено 90 скважин (из них 87 добывающих и три нагнетательные), возвращено с других объектов - 25 скважин (из них 24 добывающие и одна нагнетательная). Проектный фонд реализован на 42 %. Реализованная ПСС – 73,1 га/скв, в разбуренной части – 44,9 га/скв. Активное освоение объекта ведется с 2008 г. В период 2008 – 2013 гг. из эксплуатационного бурения было введено 84 скважины (73 % всего фонда), в том числе 81 добывающая и три нагнетательные.

Таким образом, на данный момент объект Ю1-2 активно разбуривается и включается в разработку. За последний год на объекте Ю1-2 из эксплуатационного бурения было введено 30 скважин, в том числе 28 добывающих и две нагнетательные, еще шесть добывающих скважин были углублены на объект Ю1-2 с других пластов.

Всего с начала освоения объекта в эксплуатации пребывала, включая поисково-разведочные, 112 скважин, из которых 108 ед. участвовали в добыче нефти, 30 ед. - в нагнетании воды (в том числе 26 ед. - с первоначальной отработкой на нефть).

По состоянию на 01.01.2014 г. из 110 скважин объекта, числящихся на балансе предприятия, в эксплуатационном фонде находится 107 скважин, в том числе 78

добывающих (из них действующих – 77 ед., в освоении – одна ед.) и 29 нагнетательных (из них действующих – 28 ед., в освоении – одна ед.). Совместная эксплуатация ведется в двух добывающих скважинах. Кроме того, три добывающие скважины находятся в контрольно-пьезометрическом фонде.

Находящиеся в эксплуатационном фонде скважины используются в полном объеме. Коэффициенты использования и эксплуатации добывающего и нагнетательного фонда характеризуются высокими значениями – соответственно, 0,956 и 0,909 (при нормативном Кисп – 0,9), 0,973 и 0,957 (при нормативном Кэксп – 0,95).

Результаты расчетов дебита скважины по формулам Борисова Ю.П., Пилатовского В.П., Табакова В.П., а также Григулецкого В.Г. и Никитина Б.А. при длине горизонтального участка L = 100…1000 м представлены в таблице 1.3:

Таблица 1.3 - Дебиты скважины, $м^3$/сут

Метод	L, м									
	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
1	77,1	97,5	109,4	117,1	122,6	126,7	129,9	132,5	134,5	136,3
2	77,1	97,5	109,4	117,1	122,6	126,7	129,9	132,5	134,5	136,3

На основе данных расчетов можно сделать вывод, что оптимальной длиной горизонтального окончания скважины для каждого из стволов является L = 700 м, по аналогии с одноствольной горизонтальной скважиной. Дебит многоствольной горизонтальной скважины превышает дебит одноствольной в 2,26 раза, а вертикальной в 10,8 раз.

По уравнению Борисова Ю.П., Пилатовского В.П., Табакова В.П. и Григулецкого В.Г. и Никитина Б.А. аналогично предыдущему этапу, произведем расчет для скважин с тремя и четырьмя горизонтальными стволами. Результаты расчетов представлены в таблице 1.4:

Таблица 1.4 – Дебиты скважины, $м^3$/сут

n	Метод	L, м									
		100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
3	1	81,58	104,60	118,23	127,32	133,82	138,71	142,52	145,58	148,08	150,17
	2	81,58	104,60	118,23	127,32	133,82	138,71	142,52	145,58	148,08	150,17
4	1	84,48	109,34	124,29	134,36	141,61	147,09	151,38	154,82	157,65	160,02
	2	84,48	109,34	124,29	134,36	141,61	147,09	151,38	154,82	157,65	160,02

Анализируя данные расчетов можно сделать вывод, что увеличение числа горизонтальных стволов не дает кратного увеличения значения расчётного дебита, и, поэтому не является целесообразным.

Подводя итог всем произведённым расчетам, можно сказать, что наиболее продуктивной является скважина с двумя горизонтальными стволами – ее дебит превышает дебит одноствольной в 2,26 раза, а вертикальной в 10,8 раза.

Экономическая оценка

Для экономической оценки эффективности применения исследуемой технологии применим данные представленные в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Стоимость работ

Статья затрат	**Цена**
Цена реализации нефти (с НДС на внутреннем рынке)	15 000 руб./т.н
Расходы по подъему жидкости	52,9 руб./т.ж
Расходы по технологической подготовке нефти	34,7 руб./т.н
Расходы по транспортировке нефти	13,3 руб./т.ж
Стоимость строительства ГС скважин	23,69 тыс.руб./м
Стоимость обустройства скважин	22304 тыс.руб./скв
Стоимость оборудования добывающей скважины	2 486 тыс.руб./скв

1) Расходы на строительство горизонтальной скважины:

3900 м * 23690 руб/м = 92,39 млн.руб

92391000 руб + 22304000 руб + 2486000 руб = 117,18 млн.руб/скв

2) Прибыль от добычи нефти из ГС:

Одна горизонтальная скважина по расчётам будет иметь дебит – 57,33 т/сут (посчитан безгазово-безводный дебит скважины), произведем расчет прибыли от добычи нефти из ГС за 1 год:

365 дней * 57,33 т/сут * 15000 руб/т = 313,88 млн.руб

Затраты на добычу нефти за 1 год составят:

(52,9 руб/т + 34,7 руб/т + 13,3 руб/т) * 365 дней * 57,33 т/сут = 2,11 млн.руб

Итоговая прибыль от добычи нефти из 1 ГС:

313880000 руб – 2110000 руб = 311,8 млн.руб

Итого, строительство одноствольной горизонтальной скважины обойдется предприятию в 117,18 млн.руб, добыча нефти за первый год принесет предприятию прибыль в 311,8 млн.руб, строительство скважины окупится через 4,5 месяца.

1) Расходы на строительство многоствольной скважины:

4900 м * 23690 руб/м = 116,08 млн.руб

116080000 руб + 22304000 руб + 2486000 руб = 140,87 млн.руб/скв

2) Прибыль от добычи нефти из многоствольной ГС:

Одна многоствольная горизонтальная скважина по расчётам будет иметь дебит – 129,9 т/сут (посчитан безгазово-безводный дебит скважины), произведем расчет прибыли от добычи нефти из многоствольной ГС за 1 год:

365 дней * 129,9 т/сут * 15000 руб/т = 716,3 млн.руб

Затраты на добычу нефти за 1 год составят:

(52,9 руб/т + 34,7 руб/т + 13,3 руб/т) * 365 дней * 129,9 т/сут = 4,78 млн.руб

Итоговая прибыль от добычи нефти из 1 ГС:

711200000 руб – 4780000 руб = 711,6 млн.руб

Итого, строительство одноствольной горизонтальной скважины обойдется предприятию в 140,87 млн.руб, добыча нефти за первый год принесет предприятию прибыль в 711,6 млн.руб, строительство скважины окупится через 2,4 месяца.

Список использованной литературы

1. Агзамов, Ф. А. О некоторых причинах низкой эффективности горизонтальных скважин [Текст] / Ф. А. Агзамов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009. – № 6. – С. 14-17.

2. Анализ разработки Крайнего нефтяного месторождения, ОАО «СибНАЦ». – Тюмень, 2006 г.

3. Алиев, З. С. Изменение пластового давления по длине горизонтального ствола, вскрывшего наклонный пласт, при исследовании скважин на стационарных режимах фильтрации [Текст] / З. С. Алиев // Технологии нефти и газа. – 2007. – № 5. – С. 55-59.

4. Чернышов, С. Е. Разработка и совершенствование технологии строительства дополнительных стволов из ранее пробуренных скважин [Текст] / С. Е. Чернышов, Т. Н. Крапивина // Проблемы геологии и освоения недр : сб. науч. тр. – Томск, 2009. – С. 524-525.

5. Антоненко, Д. А. Оценка эффективности применения оборудования для контроля притока в горизонтальных скважинах [Текст] / Д. А. Антоненко // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 84-87.

УДК 622

Прокопьев-Ротермиль А.А.

гр. РМмз-18, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ГТМ НА ВОСТОЧНО-МЕССОЯХСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Аннотация. *Методология, сформированная на примере анализа геолого-технических мероприятий и эффективности их использования, поможет прогнозировать наиболее значимые и необходимые мероприятия и технологии, направленные на интенсификацию добычи с целью максимальной выработки запасов, что приведет к увеличению конечного нефтеизвлечения и достижению проектных результатов. При этом позволит сохранить материальные ресурсы, сэкономить средства, не проводя экономически не выгодные или малоэффективные геолого-технические мероприятия.*

Ключевые слова: *Восточно-Мессояхском Месторождение, нефтеизвлечение, призабойной зоны.*

Annotation. *The methodology based on the analysis of geological and technical measures and the effectiveness of their use will help to predict the most significant and necessary measures and technologies aimed at intensifying production in order to maximize the development of reserves, which will lead to an increase in final oil recovery and achieve project results. At the same time, it will allow you to save material resources, save money, without carrying out economically unprofitable or ineffective geological and technical measures.*

Keyword: *Vostochno-Messoyakhskoye Field, oil recovery, bottom-hole zone.*

Эффективность разработки нефтяных месторождений во многом определяется качественной и бесперебойной работой скважин.

В процессе строительства скважин, в ходе их последующей эксплуатации происходит повреждение призабойной зоны и ухудшение коллекторских свойств пласта. Основными причинами изменения фильтрационно-емкостных свойств в призабойной зоне пласта являются кольматационное загрязнение коллектора фильтратами бурового раствора, изменение термобарических условий и физико-химических характеристик флюидов в результате первичного вскрытия пласта. В связи с этим весьма важное значение приобретают геолого-технические мероприятия (ГТМ), позволяющие оперативно восстановить фильтрационные характеристики коллектора в призабойной зоне и устранить положительный скин-фактор. Кроме того, некоторые из проводимых ГТМ способствуют вовлечению в разработку части запасов, которые не могли бы быть извлечены без применения этих методов, т.е. направлены на увеличение нефтеотдачи пласта.

Для поддержания пластового давления и достижения максимального КИН необходимо использовать заводнение как стартовый метод разработки пласта ПК1-3. Продолжительность заводнения, температура и химический состав закачиваемой воды определяются на основе анализа геолого-физических характеристик пласта и гидродинамических расчетов.

При вытеснении высоковязких нефтей водой нарушаются границы раздела нефти и воды из-за значительного различия в подвижностях флюидов. В результате этого происходит быстрый прорыв воды к добывающим скважинам и, как следствие, снижаются темпы отбора нефти.

В настоящее время существуют различные методы и технологии для увеличения нефтеотдачи на месторождениях с высоковязкой нефтью.

Эффективность вытеснения вязкой нефти можно повысить за счет применения: заводнения горячей водой, щелочного заводнения, вытеснения паром, внутрипластового горения, пароциклического воздействия, полимерного заводнения.

Для получения фактических экспериментальных данных для проектирования разработки месторождения и планирования мероприятий по повышению нефтеотдачи были выполнены специальные исследования керна. Объектом исследований являлись горные породы пластов ПК1-3 Восточно-Мессояхского месторождений. Целью работы являлось проведение лабораторных исследований по определению проницаемости горных пород при прокачке различных типов жидкостей (пресной, сеноманской, модели пластовой), а также исследования по оценке эффективности применения растворов полимера PDA-1004 для закачки в пласт.

В работе применялся полимер ПАА товарной формы PDA-1004 в разных концентрациях – от 0,05% до 0,5%. Характеристики полимера PDA-1004 представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Характеристики полимера PDA-1004

Наименование показателей	Норматив по ТУ 2458-010-70896713-2006			
Внешний вид	Порошок от белого до кремового цвета			
Молекулярная масса, Дальтон	$1,0*10^7$ - $1,1*10^7$			
Массовая доля основного вещества, %, не менее	90,0			
Характеристическая вязкость, дл/г	10,0-11,0			
Величина скрин-фактора 0,1% водного раствора, ед.	38,8			
Динамическая вязкость при разных концентрациях (% масс.) при 16°С, мПа*с	0,05	0,1	0,25	0,5
	2,66	4,6	18,14	122,6

Сопоставление коэффициентов вытеснения и газопроницаемости показывает, что значение коэффициента вытеснения больше при воздействии на керн раствором полимера с концентрацией 0,5%. Этот же вывод подтверждает и сопоставление начальной и остаточной нефтенасыщенности от газопроницаемости.

В процессе довытеснения нефти полимерами различных концентраций, в работу легче подключаются мелкие поры за счет более плавного повышения концентрации, поверхностного натяжения, вязкости. Адсорбция полимера происходит медленнее за счет первичного стандартного обводнения, что положительно сказывается на диаметре фильтрующих каналов. В результате, в процессе вытеснения, наблюдаются меньшие градиенты давления.

По результатам проведенных лабораторных исследований (рис. 1.1) можно сделать следующие выводы:

1. При прокачке через слабосцементированные породы пласта ПК1-3 Восточного-Мессояхского месторождений жидкостей со скоростью, превышающей 1 м/сут, происходит значительно снижение проницаемости за счет срыва глинистых частиц, которые в последующем в результате кольматации закупоривают часть порового пространства.
2. Проницаемость по сеноманской воде несколько меньше, чем проницаемость по модели пластовой воды (на 18 % от первоначальной величины по обоим месторождениям), предположительно за счет более активного физико-химического взаимодействия глинистых минералов с сеноманской водой. При прокачке пресной воды проницаемость пород обоих месторождений резко падает на 95-98% от первоначальной величины.
3. Закачка полимера значительно повышает эффективность заводнения, с учетом минимальных потерь на адсорбцию, рекомендуемая величина концентрации полимера для закачки 0,25%.
4. Наибольший коэффициент вытеснения и наименьшая остаточная нефтенасыщенность достигается при довытеснении нефти полимером концентрации 0,25; 0,5% после вытеснения водой.
5. Значительный рост градиента давления при увеличении объема закачиваемого полимера необходимо учитывать в проектировании промысловых закачек.

Также проводились специальные лабораторные исследования керна для определения коэффициента остаточной нефтенасыщенности, коэффициента вытеснения нефти горячей и холодной водой. Экспериментальные исследования позволили установить, что тепловое воздействие с помощью закачки горячей воды позволяет более эффективно, по сравнению с традиционным заводнением, вытеснять нефть. Вид закачки (вытеснение, довытеснение) практически не влияет на эффективность нефтеотдачи.

Наибольший прирост Квыт и при вытеснении, и при довытеснении горячей водой отмечается в интервале от пластовой температуры до 40°С Повышение температуры вытесняющего агента с 40°С до 140°С, практически не влияет на параметры нефтеотдачи.

Анализ всех полученных результатов позволяет сделать вывод о том, что в водный период разработки пласта ПК1-3 Восточно-Мессояхского месторождения метод вытеснения горячей водой предпочтительнее метода довытеснения. Но, с учетом минимальной разницы в эффективности методов вытеснения и довытеснения горячей водой при температуре 40°С, требуется экономическая оценка эффективности каждого из методов. Для оценки влияния температуры вытесняющего агента на нефтеотдачу продуктивных пластов ПК1-3 рекомендуется проведение дополнительных опытов по вытеснению нефти водой в интервале температур от 16°С до 40°С.

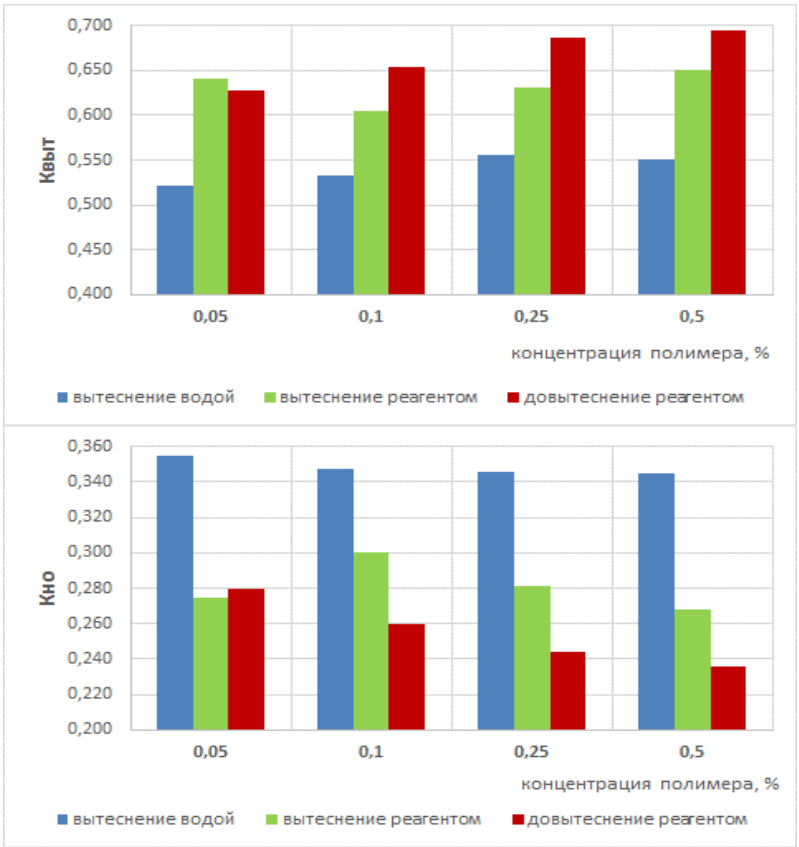


Рисунок 1.1 – Сопоставление характеристик пласта ПК1-3 при вытеснении нефти водой и полимером

Список использованной литературы

1. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. Книга по Требованию – Москва, 2012. – 332 с.

2. Зозуля Г.П. Особенности добычи нефти и газа из горизонтальных скважин. Упрощённое описание. Особенности добычи нефти и газа из горизонтальных скважин: учебное пособие для вузов – Москва: Академия, 2009. – 171 с.

3. Коваленко И.В. Технологическая схема разработки Восточно-Мессояхского нефтегазоконденсатного месторождения (протокол ЦКР №6090 от 11.12.2014 г.), ООО "ГПН-НТЦ", Тюмень, 2014.

4. Проект пробной эксплуатации залежей нефти пластов ПК1-3, МХ8-9 и БУ6(1+2) Восточно-Мессояхского нефтегазоконденсатного месторождения» (протокол Западно-Сибирской нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС № 39-11 от 22.11.2011 г.).

5. Уметбаев В.Г. Геолого-технические мероприятия при эксплуатации скважин. – Москва: Недра, 1989 – 217 с.

УДК 622

Прокопьев-Ротермиль А.А.

гр. РМмз-18, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА ПРОЕКТА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Аннотация. *Восточно-Мессояхское нефтегазоконденсатное месторождение относится к категории наиболее сложных в Западной Сибири, что обусловлено многопластовостью и неоднородностью строения продуктивных пластов, наличием зон замещения коллекторов непроницаемыми породами и многочисленных дизъюнктивных нарушений, а также многофазовый характер флюидонасыщения большинства залежей и свойствами нефти основного пласта ПК1-3.*

Ключевые слова: *Восточно-Мессояхское нефтегазоконденсатное месторождение, нефтенасыщенность, бурение скважин.*

Annotation. *Vostochno-Messoyakhskoye oil-gas condensate field is the most complex in Western Siberia, due to mnogoplanovost and structural heterogeneity of productive strata, the presence of zones of substitution collectors impermeable rocks and numerous disjunctive violations, and multi-phase nature of pleonaste most deposits and oil properties basic reservoir PK1-3.*

Keyword: *Vostochno-Messoyakhskoye oil and gas condensate field, oil saturation, well drilling.*

По пласту ПК1-3 с учетом опыта эксплуатации объекта необходимо скорректировать уровни добычи нефти, жидкости и закачки. Оптимизировать темпы бурения. Так же

необходимо в работе учесть мероприятия по интенсификации добычи и наметить использование новых технологий с целью максимальной выработки запасов нефти объекта с учетом его крайне сложного геологического строения.

Вариант 1 (базовый)

Соответствует утвержденному варианту проектного документа за исключением небольших корректировок, связанных с изменением контуров нефтеносности по результатам ОПЗ – 2015 - 2017 г.

Предусматривает организацию однорядной системы заводнения путем разбуривания залежи горизонтальными добывающими и нагнетательными скважинами (длина ГС – 1000 м) с направлением стволов на северо-запад вдоль простирания структуры пласта, при межрядном расстоянии 300 м, расстоянии между скважинами в ряду 100 м и смещении нагнетательных рядов относительно добывающих на 200 м.

На поздней стадии разработки система трансформируется в трехрядную с расстоянием между рядами 150 м, бурением добывающих скважин-дублеров 388 ед.

На краевых участках пласта сетка оптимизируется поворотом ГС в сторону ВНК, что даст возможность поинтервальной изоляции обводнившихся участков от ВНК и заменой нагнетательных скважин на добывающие вдоль периферии пласта. Это позволит увеличить добывающий фонд за счет отказа от ППД в краевых зонах, а также даст более благоприятное расположение добывающих скважин перпендикулярно латеральной анизотропии в условиях естественного режима.

Общий фонд скважин – 1088 ГС, в т.ч. 867 добывающих, из них 388 скважин-дублеров, и 212 нагнетательных.

Фонд скважин для бурения – 1005 ГС, в т.ч. 786 добывающих, из них 365 скважин дублеров и 210 нагнетательных.

Основные показатели варианта:

• Проектные уровни:

- добычи нефти 3 912 тыс. т (2017 г.);

- добычи жидкости 29 721 тыс. т (2030 г.);

- закачки 27 763 тыс. м3 (2027 г.).

• Накопленная добыча нефти – 147,4 млн.т, жидкости – 3 012,3 млн.т, закачка – 2 498,3 млн.м3.

•КИН – 0,183 д.ед., Квыт – 0,461 д.ед., Кохв – 0,396 д.ед..

•Срок разработки – 182 года.

Вариант 2

Предусматривает оптимизацию варианта 1 с учетом фактического опыта полномасштабной разработки пласта с 2016 г. и предусматривает разбуривание с учетом разделения пласта на зоны и формирование рядной системы с избирательным заводнением:

• в зоне повышенных ФЕС и выдержанного коллектора предполагается бурение уплотняющих скважин (расстояние между рядами 150 м) сразу после бурения основной системы разработки (расстояние между рядами 300 м). Система ППД формируется по более разреженной системе с соотношением добывающих и нагнетательных скважин 3:1, в дальнейшем при необходимости формируется система с соотношением 1:1. Избирательно, в зонах имеющих хорошую связь с аквифером, формируется система с соотношением 2:1. В дальнейшем при необходимости формируется система с соотношением 1:1.

Бурение скважин Fishbone предусмотрено в подгазовых зонах с нефтенасыщенной оторочкой мощностью более 18 м и высокой расчленённостью. Длина ГС – 1000 м.

Бурение ГС с МГРП предусмотрено в водонефтяных зонах высокорасчленённого коллектора с выдержанной глинистой перемычкой 3 – 5 м. Длина ГС – 1000 м.

Общий фонд скважин – 1255 (1247 ГС), в т.ч. 771 добывающая нефтяная, 9 газовых и 475 нагнетательных.

Фонд скважин для бурения – 1164 ГС, в т.ч. 682 добывающие нефтяные, 9 газовых и 473 нагнетательные.

Основные показатели варианта:

• Проектные уровни:

- добычи нефти 4 775 тыс. т (2019 г.);

- добычи жидкости 42 864 тыс. т (2040 г.);

- закачки 42 043 тыс. м3 (2040 г.).

• Накопленная добыча нефти – 182,1 млн.т, жидкости – 3490 млн. т, закачка – 3 074 млн.м3.

• КИН – 0,225 д.ед., Квыт – 0,461 д.ед., Кохв – 0,488 д.ед.

• Срок разработки – 182 года.

Программа ГТМ предусматривает:

- бурение Fishbone – 44 ед.;

- ГС с МГРП – 28 ед.;

- бурение ЗБГС – 7 ед.

Исходные данные и технологические показатели варианта разработки представлены в таблице 1.1, динамика основных технологических показателей по вариантам разработки – на рисунке 1.1.

Схема размещения проектного фонда по предлагаемому варианту разработки – в приложении Д.

Вариант 2

Является производным от варианта 2 и предусматривает дальнейшее уплотнение сетки скважин бурением ЗБГС в зонах локализации подвижных запасов нефти, выявленных на основе гидродинамического моделирования.

Общий фонд скважин – 1255 (1247 ГС), в т.ч. 771 добывающая нефтяная, 9 газовых и 475 нагнетательных.

Фонд скважин для бурения – 1164 ГС, в т.ч. 682 добывающие нефтяные, 9 газовых и 473 нагнетательные.

Основные показатели варианта:

• Проектные уровни:

- добычи нефти 4 775 тыс. т (2019 г.);

- добычи жидкости 42 864 тыс. т (2040 г.);

- закачки 42 043 тыс. м3 (2040 г.).

• Накопленная добыча нефти – 186,4 млн.т, жидкости – 3 411,2 млн. т, закачка – 2 948,7 млн.м3.

• КИН – 0,231 д.ед., Квыт – 0,461 д.ед., Кохв – 0,501 д.ед.

• Срок разработки – 182 года.

Программа ГТМ предусматривает:

- бурение Fishbone – 44 ед.;

- ГС с МГРП – 28 ед.;

- бурение ЗБГС – 148 ед.

Схема размещения проектного фонда по предлагаемому варианту разработки – в приложении Е.

Вариант 3 (рекомендуемый)

Является производным от варианта 2б. В вариантах 2, 2а, 2б определена максимальная нефтеотдача, полученная с использованием первичных методов МУН, для дальнейшего повышения нефтеотдачи необходимо применение физико-химических методов нефтеотдачи – полимерное заводнение. С целью закупоривания высокопроводящих промытых каналов и изменения направления фильтрационных потоков для доотмыва запасов нефти проводится закачка полимера.

В результате проведенного анализа вариант предусматривает использование полимерного заводнения с 2026 г.

Общий фонд скважин – 1255 (1247 ГС), в т.ч. 771 добывающая нефтяная, 9 газовых и 475 нагнетательных.

Фонд скважин для бурения – 1164 ГС, в т.ч. 682 добывающие нефтяные, 9 газовых и 473 нагнетательные.

Основные показатели варианта:

- Проектные уровни:
  - добычи нефти 4 702 тыс. т (2019 г.);
  - добычи жидкости 49 393 тыс. т (2050 г.);
  - закачки 42 043 тыс. м^3 (2040 г.).
- Накопленная добыча нефти – 241,9 млн.т, жидкости – 3951,2 млн. т, закачка – 3 074,3 млн.м3.
- КИН – 0,300 д.ед., Квыт – 0,461 д.ед., Кохв – 0,651 д.ед.
- Срок разработки – 182 года.

Программа ГТМ предусматривает:

- бурение Fishbone – 44 ед.;
- ГС с МГРП – 28 ед.;
- бурение ЗБГС – 53 ед.;
- закачка полимера в объеме 861514 т чистого полимера.

Исходные данные и технологические показатели варианта разработки представлены в таблице 3.1, динамика основных технологических показателей по вариантам разработки – на рисунке 3.1.

Схема размещения проектного фонда по предлагаемому варианту разработки – в приложении Е.

Таблица 3.1 – Технологические показатели по вариантам разработки ПК$_{1-3}$

Показатели	**Вариант разработки**				
	1	**2**	**2а**	**2б**	**3**
Проектный фонд скважин, всего, шт.	1088	1255	1255	1255	1255
Бурение всего, шт	1005	1164	1164	1164	1164
Бурение добывающих, шт	786	682	682	682	682
Бурение нагнетательных, шт	210	473	473	473	473
ЗБГС	0	7	148	53	53
вывод из консервации	0	8	8	8	8
Проект фонд добывающих скважин, шт.	867	763	763	763	763
Проект фонд нагнетательных скважин, шт.	212	475	475	475	475

Проектный срок разработки, лет	182	182	182	182	182
Макс уровень добычи нефти, тыс.т.	3912	4498	4498	4498	4702
Макс уровень добычи жидкости, тыс.т.	29721	42864	42864	42864	49393
Максимальный уровень закачки, тыс.т.	27763	42043	42043	42043	42043
Нак добыча нефти за расч период, тыс.т.	149724	181467	185734	184004	241279
Нак добыча жид за расч период, тыс.т.	3011375	3489291	3410344	3599621	3950304
Нак закачка воды за расч период, тыс.м3	2498295	3074255	2948699	3074255	3074262
Расч извлек запасы (АВ1В2), тыс. т.	147439	182181	186448	184718	241993
Расч извлек запасы РГ (АВ1В2), тыс. т.	3899	4792	4923	4877	6381
Расчетный КИН, доли ед.	0,183	0,225	0,231	0,229	0,300
Расчетный Коэф. охвата, доли ед.	0,396	0,488	0,501	0,497	0,651

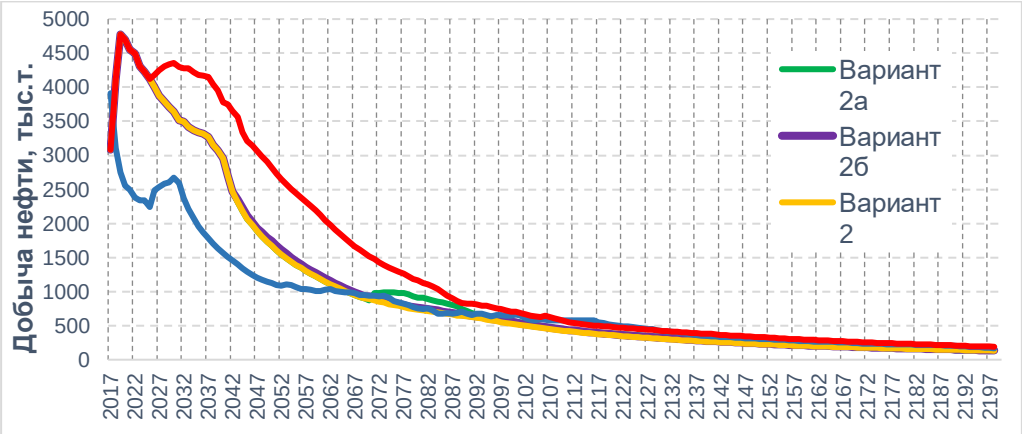


Рисунок 1.1 – Динамика основных технологических показателей по вариантам разработки объекта ПК$_{1-3}$

Список использованной литературы

1. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. Книга по Требованию – Москва, 2012. – 332 с.

2. Зозуля Г.П. Особенности добычи нефти и газа из горизонтальных скважин. Упрощённое описание. Особенности добычи нефти и газа из горизонтальных скважин: учебное пособие для вузов – Москва: Академия, 2009. – 171 с.

3. Коваленко И.В. Технологическая схема разработки Восточно-Мессояхского нефтегазоконденсатного месторождения (протокол ЦКР №6090 от 11.12.2014 г.), ООО "ГПН-НТЦ", Тюмень, 2014.

4. Проект пробной эксплуатации залежей нефти пластов ПК1-3, МХ8-9 и БУ6(1+2) Восточно-Мессояхского нефтегазоконденсатного месторождения» (протокол Западно-Сибирской нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС № 39-11 от 22.11.2011 г.).

5. Уметбаев В.Г. Геолого-технические мероприятия при эксплуатации скважин. – Москва: Недра, 1989 – 217 с.

УДК 622

Прокопьев-Ротермиль А.А.

гр. РМмз-18, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

ПРОГНОЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

Аннотация. *В данной статье рассмотрен прогноз технологической эффективности и экономическая оценка вариантов разработки.*

Ключевые слова: *Восточно-Мессояхское месторождение, нефть, ЧД, ЧДД.*

Annotation. *This article discusses the forecast of technological efficiency and economic assessment of development options.*

Keyword: *Vostochno-Messoyakhskoye field, oil, BH, BH.*

Показатели экономической эффективности

Цель экономической оценки месторождения – выбор наиболее экономически эффективного варианта разработки, позволяющего осуществить наиболее полное экономически целесообразное извлечение углеводородов из недр.

Экономические расчеты для Восточно-Мессояхского месторождения выполнены на основе технологических показателей вариантов разработки основного пласта ПК1-3.

Для экономической оценки вариантов использованы следующие основные показатели эффективности:

• чистый доход (ЧД);

• чистый дисконтированный доход (ЧДД) или дисконтированный поток денежной наличности (NPV);

• внутренняя норма рентабельности (IRR);

• индекс доходности затрат;

• индекс доходности инвестиций (PI);

• период окупаемости капитальных вложений;

• доход государства (налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды РФ).

На ЦПС Восточно-Мессояхского месторождения нефть готовится до соответствия требованиям ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» и транспортируется по напорному нефтепроводу на ПСП Восточно-Мессояхского месторождения и через СИКН № 1506 сдается в систему магистральных нефтепроводов ГНПС № 1 трубопроводной системы «Заполярье – НПС «Пурпе» ПАО «Транснефть». Экономическое обоснование выполнено при условии реализации 100% нефти на мировом рынке. Цена реализации нефти, принятая в расчет, взята как среднерыночная за предшествующие 12 месяцев и составляет 48,0 долл./барр. Обменный курс рубля принят на уровне 60,9 руб./долл. соответственно. При расчете показателей экономической эффективности, учтены транспортные расходы в размере 52,6 долл./т (транспорт до порта, фрахт, перевалка, экспедирование и т.п.), а также экспортная пошлина, величина которой корреспондируется с мировой ценой на нефть и составляет 4 843,4 руб/т. Расчет экспортного нетбэка на нефть приведен в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Расчет экспортного нетбэка на нефть

Год	Цена нефти	Перевалка в порту, экспедирование и т.п	Фрахт	Трубопроводный транспорт	Таможенная пошлина на нефть	Коэффициент [illegible]	Обменный курс	Экспортный нетбэк на нефть	Льготный экспортный нетбэк
	долл/барр	долл/т	долл/т	руб/т	долл/т	д.ед	руб/долл	руб/т	руб/т
2017	48,0	4,70	9,81	2322,1	79,5	7,21	60,9	13020,8	17864,2

Расчет экономических показателей эффективности произведен без учета инфляции. Для приведения предстоящих разновременных расходов и доходов к условиям их соразмерности по экономической ценности в начальном периоде проведено дисконтирование потока наличности предприятия и дохода государства при ставке дисконта, равной 15%.

Капитальные вложения на строительство объектов промыслового обустройства месторождения включают затраты на строительство и обустройство кустов; подготовительные работы; сбор и транспорт продукции (нефтесборные сети); система ППД

(водоводы); электроснабжение (высоковольтные линии и электроподстанции); строительство дорог; прочие расходы в размере 10% от общих расходов на промысловое обустройство.

Расчет капитальных вложений на строительство объектов промыслового обустройства производился с использованием нормативов, которые были определены исходя из стоимости строительства перечисленных объектов, предоставленной Заказчиком в соответствии с количеством добывающих скважин (кроме объектов расширения УПСВ и ГТЭС, по которым общая стоимость была предоставлена Заказчиком – 18 210 млн. руб. и 2 990 млн.руб., соответственно). При этом нормативы по промысловому обустройству изменяются в динамике по годам и имеют диапазон (см. таблицу 4.2 раздел «Промысловое обустройство»).

В расчет также включены затраты на инфраструктуру на развитие, к которым относятся объекты:

- нефтеперекачивающая станция НПС – 10 865 млн. руб.
- ЦПС – 32 976 млн. руб.
- компрессорная станция КС для ПНГ – 13 631 млн. руб.
- объекты для закачки газа в пласт – 6 185 млн. руб.
- объекты энергетического хозяйства – 15 219 млн. руб.
- напорный нефтепровод ВМЛУ ПСП (2013-2017 гг.) – 10 288 млн. руб.
- стволовые участки трубопроводов – 12 798 млн. руб.
- объекты полимерного заводнения – 9 685 млн. руб.

Отдельно в расчет капитальных затрат включены затраты на поддержание объектов инфраструктуры, предоставленные Заказчиком, в объеме 38 112 млн.руб.

Кроме того, в расчете были учтены 79,8 млрд. руб. исторических капитальных затрат и 16,7 млрд. руб. операционных затрат, понесенных недропользователем за период 2012-2016 гг.

Нормативы эксплуатационных затрат на прогноз заложены на основании данных недропользователя.

Для основного объекта $ПК_{1-3}$ было рассмотрено 5 вариантов разработки с целью поиска оптимального.

С учетом уже понесенных затрат на строительство скважин и необходимой инфраструктуры за период 2012-2016 гг., разработка месторождения в рамках действующего налогового законодательства и прогнозируемых уровнях затрат убыточна, в расчеты была заложена льгота по экспортной нефти для достижения необходимого уровня рентабельности 16,3%.

Для объекта $ПК_{1-3}$ по интегральному показателю Топт оптимальным вариантом является вариант 3. Реализация рекомендуемого варианта позволит недропользователю окупить затраты, ЧДД равен 1,05 млрд. руб. (за рентабельный период до 2081 г.) (табл. 1.2). КИН за рентабельный срок равен 0,236 д. ед. Остаточные рентабельно извлекаемые запасы соответствуют 189,7 млн. тонн.

Таблица 1.2 – Характеристика вариантов разработки по ЧДД и критерию оптимальности

Показатель	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 2а	Вариант 2б	Вариант 3
ЧДД 15%, млн. руб.	-67350	-12675	-12676	-12607	1045
Топт доли.ед.	-	-	-	-	3,0

Список использованной литературы

1. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. Книга по Требованию – Москва, 2012. – 332 с.

2. Зозуля Г.П. Особенности добычи нефти и газа из горизонтальных скважин. Упрощённое описание. Особенности добычи нефти и газа из горизонтальных скважин: учебное пособие для вузов – Москва: Академия, 2009. – 171 с.

3. Коваленко И.В. Технологическая схема разработки Восточно-Мессояхского нефтегазоконденсатного месторождения (протокол ЦКР №6090 от 11.12.2014 г.), ООО "ГПН-НТЦ", Тюмень, 2014.

4. Проект пробной эксплуатации залежей нефти пластов ПК1-3, МХ8-9 и БУ6(1+2) Восточно-Мессояхского нефтегазоконденсатного месторождения» (протокол Западно-Сибирской нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС № 39-11 от 22.11.2011 г.).

5. Уметбаев В.Г. Геолого-технические мероприятия при эксплуатации скважин. – Москва: Недра, 1989 – 217 с.

УДК 622

Прокопьев-Ротермиль А.А.

гр. РМмз-18, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ, ПРОВОДИМЫХ НА ВОСТОЧНО-МЕССОЯХСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Аннотация. *Экспериментальные исследования при различных вытесняющих агентах выполнялись на разных колонках керна, но проведены в одинаковых термобарических условиях и при схожих коллекторских свойствах моделей пластов $ПК_{1-3}$, что позволило корректно произвести их сопоставление.*

Результаты проведенных потоковых экспериментов показали, что наиболее эффективным агентом, при водогазовом воздействии, является попеременная закачка объемов воды и газа (WAG по 0,2 V пор), так как прирост коэффициента вытеснения при SWAG в разных пропорциях, по сравнению с традиционным заводнением, не превышает в среднем 2,5-6,9 % (отн.), на Восточно-Мессояхском месторождении. При использовании WAG коэффициент вытеснения составляет в среднем 10,8-14,1 % (отн.), соответственно. Применение агента вытеснения газа при ВГВ неэффективно, даже по сравнению с традиционным заводнением.

Требуется экономическая оценка эффективности применения WAG и SWAG.

Таким образом, экспериментальные лабораторные исследования позволили установить, что вытеснение нефти раствором полимера концентрации 0,25% и вытеснение горячей водой наиболее эффективны по сравнению с другими изученными методами увеличения нефтеотдачи, однако ввиду ограничений метода закачка горячей воды не рассматривается.

Анализ полученных результатов позволяет сделать вывод об эффективности МУН. Прирост коэффициента вытеснения при применении МУН, в сравнении со стандартным заводнением, по лабораторным данным, полученным на керне, отображены на рисунке 1.1.

Ключевые слова: *геолого-технические мероприятии, восточно-мессояхские месторождения, нефтеотдача.*

Annotation. *Experimental studies with different displacing agents were performed on different core columns, but they were carried out under the same thermobaric conditions and with similar reservoir properties of the PK1-3 reservoir models, which made it possible to correctly compare them.*

The results of flow experiments have shown that the most effective agent for water and gas exposure is alternating injection of water and gas volumes (WAG of 0.2 V pore), since the increase in the displacement coefficient at SWAG in different proportions, compared to traditional flooding, does not exceed an average of 2.5-6.9 % (Rel.) at the Vostochno-Messoyakhskoye field. When using WAG, the displacement coefficient is on average 10.8-14.1 % (Rel.), respectively. The use of a gas displacement agent in HBV is inefficient, even in comparison with traditional flooding.

An economic assessment of the effectiveness of WAG and SWAG is required.

Thus, experimental laboratory studies have shown that oil displacement with a 0.25% polymer solution and hot water displacement are most effective compared to other studied methods of increasing oil recovery, but due to the limitations of the method, hot water injection is not considered.

Analysis of the results obtained allows us to conclude about the effectiveness of MUN. The increase in the displacement coefficient when using MUN, in comparison with standard flooding, according to laboratory data obtained on the core, is shown in figure 1.1.

Keywords: *geological and technical characteristics, East messoyakha fields, oil recovery.*

При обосновании применения новых методов следует учитывать, что многие из них дорогостоящие, требуют использования дефицитных реагентов или сложного оборудования. Поэтому, при их проектировании и внедрении, особое внимание следует уделять вопросам экономики.

В дальнейших работах следует рассмотреть возможность проведения лабораторных экспериментов по комбинированию нескольких методов увеличения нефтеотдачи.

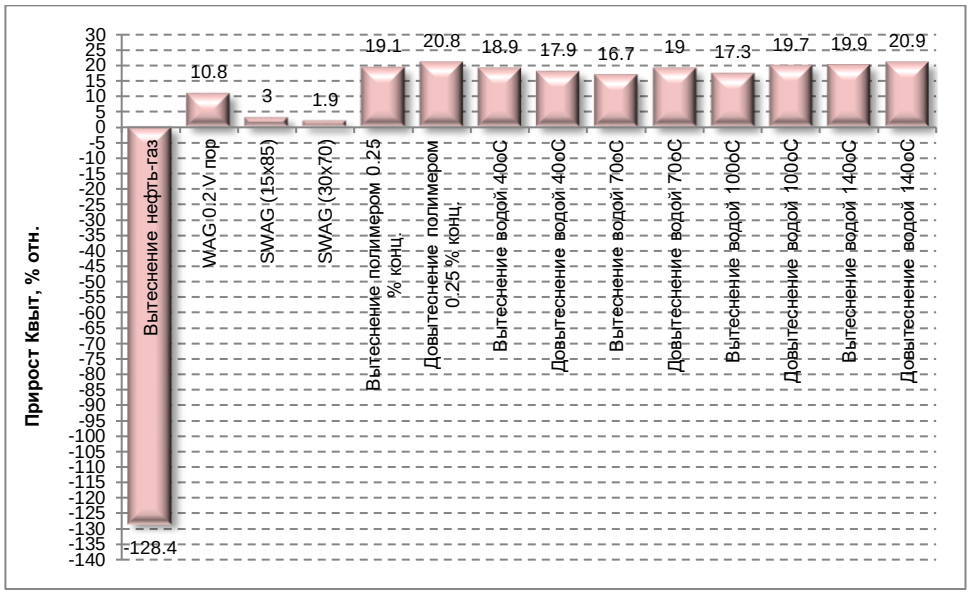


Рисунок 1.1 – Прирост коэффициента вытеснения при применении МУН в сравнении со стандартным заводнением по лабораторным данным, полученным на керне пласта $ПК_{1-3}$ Восточно-Мессояхского месторождения

Основываясь на полученные результаты, можно сделать вывод о том, что наиболее эффективная технология для повышения нефтеотдачи – закачка раствора полимера.

Сущность метода заключается в выравнивании подвижности нефти и вытесняющего агента для увеличения охвата пласта воздействием. Для этого в воде растворяется высокомолекулярный химический реагент – полимер (полиакриламид), обладающий способностью даже при малых концентрациях существенно повышать вязкость воды, снижать ее подвижность. При концентрации полиакриламида (ПАА) в растворе 0,01-0,1% вязкость его увеличивается до 3-4 мПа*с. это приводит к такому же уменьшению соотношения вязкостей нефти и воды в пласте и сокращению условий прорыва воды, обусловленных различием вязкостей или неоднородностью пласта. В процессе фильтрации полимерных растворов через пористую среду они приобретают кажущуюся вязкость,

которая может быть в 10-20 раз выше вязкости, замеренной вискозиметром. Поэтому полимерные растворы наиболее применимы в неоднородных пластах, а также при повышенной вязкости нефти с целью повышения охвата их заводнением.

Кроме того, полимерные растворы, обладая повышенной вязкостью, лучше вытесняют не только нефть, но и связанную пластовую воду из пористой среды. Поэтому они вступают во взаимодействие со скелетом пористой среды, т.е. породой и цементирующим веществом. Это вызывает адсорбцию молекул полимеров, которые выпадают из раствора на поверхность пористой среды и перекрывают каналы или ухудшают фильтрацию в них воды. А так как полимерный раствор предпочтительно поступает в высокопроницаемые слои, то за счет этих двух эффектов – повышения вязкости раствора и снижения проводимости среды – происходит существенное уменьшение динамической неоднородности потоков жидкости и, как следствие, повышение охвата пласта заводнением. Поэтому также рекомендуется применение технологии выравнивания профиля приемистости.

Полимерные растворы обычно применяются в виде оторочек размером 40-50% от объема пор. Размер оторочки, концентрация раствора и тип полимера должны выбираться исходя из неоднородности пласта, неоднородности пористой среды и солевого состава пластовой воды. При перемешивании полимерных растворов с пластовой соленой водой происходит разрушение структуры раствора (молекул) и снижение его вязкости. В случае высокой минерализации воды концентрация раствора должна быть в 2-3 раза выше. Оторочка загущенной воды затем продвигается обычной водой. Полимерное заводнение является одним из перспективных методов повышения нефтеотдачи пластов для Восточно-Мессояхского месторождения.

Однако у метода существуют и большие недостатки, ограничивающие его широкое применение. Основной недостаток метода заключается в том, что резко снижается продуктивность нагнетательных скважин вследствие резкого роста вязкости, которую не всегда можно компенсировать повышением давления нагнетания из-за деструкции молекул полимера. Полимерные молекулы в водном растворе под действием различных факторов могут необратимо разрушаться вследствие их деструкции. Деструкция уменьшает молекулярную массу полимера и, как следствие, загущающую способность – основу эффективности его применения в качестве вытесняющего агента. Поэтому необходимо рассмотреть различные варианты размещения нагнетательных скважин, а также варианты попеременной закачки полимера и воды для обеспечения эффективного вытеснения запасов и поддержания пластового давления.

В 2016 г. проведен НИОКР с целью оценки эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи ранжирование и обоснование наиболее приоритетных методов в условиях пласта $ПК_{1-3}$ Восточно-Мессояхского месторождения.

В рамках работы выбран оптимальный полимер для условий пласта $ПК_{1-3}$ Восточно-Мессояхского на основе лабораторных исследований на керне с тремя образцами полимеров, представленных основными производителями: Aspiro P 4231 (компания «BASF»); Tianfloc A 567 (китайской компании «TIANRUN CHEMICALS») и FP 3630S (компании «SNF»).

Выбор марки полимера осуществлялся на основе результатов лабораторных исследований по реологии растворов полимеров при сдвиговом течении в свободном объеме.

Результаты исследований основных молекулярных характеристик тестируемых образцов полимеров представлены в таблице 1.2.

Исследованные образцы полимеров по значению молекулярной массы можно расположить в следующий ряд (от min до max): Aspiro P 4231, Tianfloc A 567, FP 3630S.

Таблица 1.2 – Молекулярные характеристики исследованных полимеров

№	Показатели	FP 3630S	Tianfloc A 567	Aspiro P 4231
1	Содержание основного вещества, %	88,8	89,3	90,1
2	Характеристическая вязкость, дл/г	25,8	22,5	20,9
3	Степень гидролиза, %	33,4	26,5	27,4
4	Молекулярная масса, млн.	17,2	14,2	12,2

Наименьшим значением молекулярной массы обладает полимер марки Aspiro P 4231, т.е. его растворы обладают меньшей вязкостью в сравнении с двумя другими полимерами при равных концентрациях. Поэтому из дальнейших лабораторных исследований данный образец был исключен.

Растворимость полимера в закачиваемой воде является важным параметром, который необходимо учитывать при проектировании технологии полимерного заводнения на конкретном месторождении.

Исследования растворимости образцов полимеров марок FP 3630S и Tianfloc A 567 проводили на пластовой воде из добывающей скважины 14, куст 1 Восточно-Мессояхского месторождения с суммарной минерализацией 16 г/л. Данная вода не содержит агрессивных примесей (солей железа, сероводорода и т.п.), что является благоприятным фактором для ее использования в технологии полимерного заводнения.

Результаты исследования растворимости полимеров представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Растворимость полимеров в пластовой воде (скв. 14, куст 1 Восточно-Мессояхского месторождения)

№	Показатели	FP 3630S	Tianfloc A 567
1	Время растворения, час	1,5	2,0
2	Нерастворимый остаток, %	0,5	0,6

Исследования реологических характеристик полимеров показали, что полимер FP 3630S обладает более высокими значениями вязкостей при одной и той же концентрации по сравнению с полимером Tianfloc A 567, поэтому он был выбран для дальнейших фильтрационных исследований и проведения расчетов по моделированию технологии, после проведения которых планируется опытная закачка полимера на 1 скважине, по результату проведение ОПР для снятия основных неопределенностей и принятия решения о дальнейшем тиражировании.

Таким образом, пласт $ПК_{1-3}$ по своим характеристикам и свойствам нефти полностью соответствует критериям применения полимерного заводнения.

Рекомендуется использование раствора полимера концентрацией 0,25% в качестве вытесняющего агента после прокачки водой. Перед началом работ рекомендуется провести пробную закачку полимера и ОПР на пласте $ПК_{1-3}$ Восточно-Мессояхского месторождения и на практике подобрать оптимальную концентрацию и технологию закачки.

Гидравлический разрыв пласта

Практика показывает, что проведение ГРП в настоящее время является одним из эффективных методов повышения продуктивности скважин, как при обработке ПЗП, так и при глубокопроникающем воздействии на продуктивный пласт, в компании Газпромнефть широко применяется ГРП и МГРП для успешной разработки подобных коллекторов на месторождениях ЯНАО.

С целью оценки эффективности гидроразрыва пластов на месторождении в начале 2017 года были проведены опытно-промышленные работы в 11 скважинах, на четырех пластах. Результаты испытаний приведены в таблице 1.2. Из 11-ти скважин не достигнут эффект в части прироста дебита нефти только в одной скважине

На пласте $ПК_{1-3}$ ГРП проведен в шести скважинах, одна из которых горизонтальная. Целью проведенных работ являлось выяснение возможности применения этого метода в условиях данного пласта: наличие или отсутствие глинистых перемычек между нефте и водонасыщенными интервалами, подгазовая зона. В пяти скважинах из шести было отмечено увеличение продуктивности. Прирост дебита нефти составил от 1,3 до 4 раз. При этом рост дебита сопровождался некоторыми негативными факторами. Во-первых, во всех скважинах увеличилась обводненность продукции – от 5,6 % до 51 %, в среднем рост обводненности составил 34 % (рис. 2.3). Во-вторых, в трех скважинах (№№ 4В, 120Р, 58Р)

получен прорыв газа. И если в скважинах № 120Р и № 4В это явление объяснимо (переток и подгазовая зона), то в скв. № 58П появление избыточного количества газа на текущий момент объяснить не представляется возможным, необходимо проведение дополнительных исследований этой проблемы. В среднем по группе скважин, в которых был проведен гидроразрыв пласта $ПК_{1-3}$, прирост дебита жидкости составил 2,8 раза, нефти – 1,9 раза, обводненности – 33,7%.

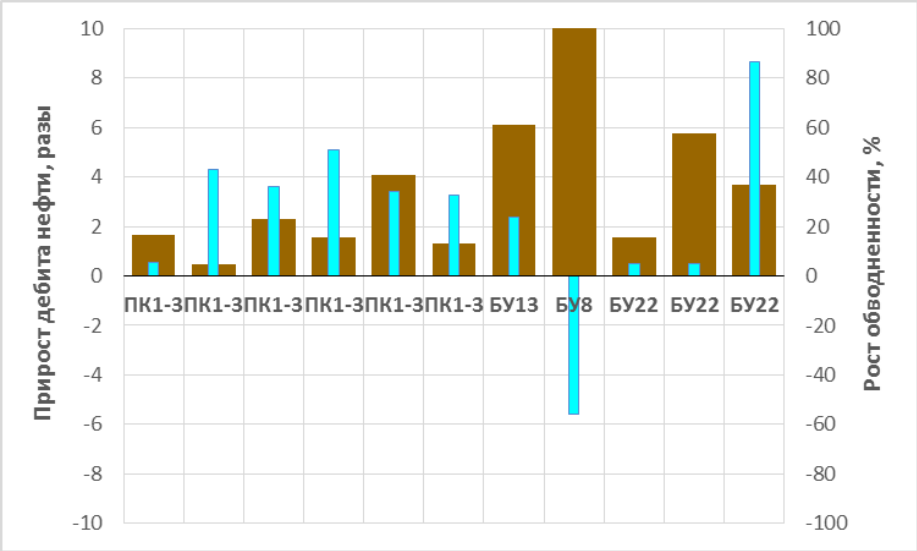


Рисунок 1.3 – Приросты дебита нефти и обводненности после ГРП на пластах Восточно-Мессояхского месторождения

На пластах горизонта БУ эффективность ГРП оказалась значительно выше, эффект отмечен во всех скважинах, в т.ч. в скв. № 158ПО, где при испытании не было получено притока. Максимальной эффективностью характеризуется ГРП на объекте $БУ_8$. Здесь отмечен рост дебита нефти более, чем в 40 раз при снижении обводненности продукции с 69% до 13%, что свидетельствует о подключении в работу значительной нефтенасыщенной толщины. На этих пластах кроме роста продуктивности скважин отмечается не высокий рост обводненности.

Таким образом, по результатам опытно-промышленных работ по испытанию технологии ГРП в условиях Восточно-Мессояхского месторождения можно сделать следующие выводы:

– ГРП пласта $ПК_{1-3}$ эффективен, наблюдается двух кратный прирост дебитов по нефти, но сопровождается высокими отборами попутно добываемых воды и газа, необходимо продолжить адаптацию технологии к условиям пласта $ПК_{1-3}$.

– Рекомендовать применение ГРП в горизонтальных скважинах (МГРП) для разработки пласта $ПК_{1-3}$ в зонах ВНЗ с низкими ФЕС и высокой расчлененности, толщиной пласта более 18м и наличием глинистой перемычке на границе ВНК более трех метров.

ГРП пластов группы БУ весьма эффективны, что позволяет рекомендовать данную технологию для использования в горизонтальных скважинах (МГРП) на объектах БУ при дальнейшей промышленной эксплуатации.

Список использованной литературы

1. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. Книга по Требованию – Москва, 2012. – 332 с.

2. Зозуля Г.П. Особенности добычи нефти и газа из горизонтальных скважин. Упрощённое описание. Особенности добычи нефти и газа из горизонтальных скважин: учебное пособие для вузов – Москва: Академия, 2009. – 171 с.

3. Коваленко И.В. Технологическая схема разработки Восточно-Мессояхского нефтегазоконденсатного месторождения (протокол ЦКР №6090 от 11.12.2014 г.), ООО "ГПН-НТЦ", Тюмень, 2014.

4. Проект пробной эксплуатации залежей нефти пластов ПК1-3, МХ8-9 и БУ6(1+2) Восточно-Мессояхского нефтегазоконденсатного месторождения» (протокол Западно-Сибирской нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС № 39-11 от 22.11.2011 г.).

5. Уметбаев В.Г. Геолого-технические мероприятия при эксплуатации скважин. – Москва: Недра, 1989 – 217 с.

УДК 622

Сорочинский В.В.

гр. РМмз-18, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

ТЕРМОГАЗОВЫЙ МЕТОД ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

Аннотация. *ТГВ создан тепловыми и газовыми методами повышения нефтеоотдачи и интенсификации добычи углеводородов. Несмотря ни на что, он базируется на физических и химических процессах, похожими с теми, что лежат в основах термогазовых методов, метода внутрипластового горения, созданных на инновационной физической основе, отличающиеся от применяемых разработанных методов.*

Ключевые слова: *ТГВ, нефтеотдача, термогазовый метод.*

Annotation. *TGV was created using thermal and gas methods to increase oil recovery and intensify hydrocarbon production. Despite everything, it is based on physical and chemical processes similar to those that are the basis of thermogasic methods, the method of intra-layer combustion, created on an innovative physical basis, which differ from the methods developed.Gorenje*

Key words: *DVT, oil recovery, thermal gas treatment method.*

Термогазовый метод создан на теплогазовых методов увеличения нефтеоотдачи и в отличие от внутрипластового процесса имеет отличительные особенности. Вытеснение нефти при внутрипластовом горении происходит в области фронта горения порядка 60-80%.

Впереди фронта происходит основное вытеснение и задача фронта (зона высокотемпературной окислительной реакции) – сгенерировать агенты вытеснения: азот, водяной пар и легкие углеводородные фракции. Вспомогательную роль играет фронт горения в данном методе. В основном газовыми агентами происходит основное вытеснение. Технология ТГВ использует основные энергетические особенности месторождения, еоторые характеризуются высоким пластовой температурой и высоким пластовым давлением.

При высоких температурах закачка рабочего агента в пласт баженовской свиты с высокой скоростью, кислород потребляется на основе химического окисления флюида, что дает безопасность и гарантирует безопасность реализации метода. При этом всем происходит генерация внутри пласта рабочей водогазовой смеси, после окисления которой значительно повышается нефтеоотдача.

Размер зоны поглощения рабочего агента, который закачивается в пласт, на много меньше расстояния между добывающими и нагнетающими скважинами, что обеспечит безопасную работу ТГВ.

Исследования показали, что закачка воздуха в широком диапазоне, может быть ограничена оторочкой до 35% объема пор. Затем осуществляется перевод на последующий агент вытеснения и подачи жидкости.

Преимущества технологии:

- просто реализовать технологию;

- стоимость рабочего агента равна нулю (азот, природный газ и CO_2 применяемые в объектах «заводнение газовым агентом» поэтому есть два способа подачи кислорода, первый способ необходимо выработать, либо доставлять до места закачивания);

- возможно применить технологию на объектах с низкопроницаемым и низкопористым коллектором;

- возможно применять с водочувствительным коллектором;

- большой потенциал повышения нефтеоотдачи, и на объектах с высокой степенью вырабатонности при заводнении менее 30%;

- основным преимуществом технологии является осуществление при редкой сетки для пластов глубокого залегания;

- возможно использовать скважину с обычной конструкцией и реализацией технологии на разбуренных месторождениях.

Необходимо заметить, есть на возможность до разработки (после заводнения) залежей с применением ТГВ, экономика процесса будет лучше, если ТГВ начинать как можно ранее.

1.1.Отечественный опыт применения исследуемой технологии

Перспективы освоения трудноизвлекаемых запасов России связаны с инновационным развитием способов разработки, основанных на теплогазовых методов увеличения нефтеотдачи. К ним относятся отечественный ТГВ и повышение коэффициента извлечения нефти КИН. Внедрение термогазового метода на месторождениях баженовской свиты определяется высокой нефтенасыщенностью порового пространства пород, огромными запасами углеводородов, а также обширным распространением на территории Западной Сибири и развитой инфраструктурой территории.

Традиционными методами разработки нефтеотдача составила 3-5%. Решением данной проблемы ссылает на рассмотрение перспективной термогазовой технологии для разработки нетрадиционных коллекторов баженовской свиты.

ТГВ впервые использует энергетический потенциал пласта при закачке кислорода для трансформации внутри пласта, закачиваемого воздуха в эффективный вытесняющий рабочий агент, предложенная в 1971 г. Термогазовый метод прошел успешные испытания в СССР на месторождениях в 1980-х, начало 90-х годов международный проект Интернефтеотдача СССР).

Данный метод в ходе опытно-промышленных работ на месторождениях нефтей с малой вязкостью, прогнозная эффективность термогазового метода нашла полное подтверждение.

Практически полному самопроизвольному потреблению кислорода в пласте влияли высокие пластовые температуры (свыше 50°С).

Высокая вытесняющая способность и значительная роль, которая сформировалась в пласте газовым агентом – это углекислый газ в смеси с азотом и легкой нефтью.

В период работы термогазового воздействия происходило значительное увеличение добычи углеводородов. Множество скважин переходили на фонтанный режим. После чего дополнительное повышение нефтеотдачи достигло 40% остаточных запасов, после заводнения.

Создали объект на Средне-Назымском месторождении для проведения опытно-промышленных работ термогазового воздействия компанией ОАО «РИТЭК».

На опытно-промышленном участке находятся пять скважин, одна из которых нагнетающая, а четыре остальных добывающих). Также на участке находится комплексное

наземное оборудование, воздушная компрессорная установка, дизельная электростанция, операторная, индивидуальные замерные установки на устьях добывающих скважин, и другого необходимого оборудования. Воздух поступая в компрессорный блок, сжимается до определенного давления, которое необходимо для закачки. После сжатия воздух попадает воздух вместе с артезианской водой попадает в скважину через насосный блок.

При исследовании керна пород баженовской свиты выявлено выделение легкой нефти из микротрещиноватой породы при нагреве в диапазон 250-350°С, объемы которой сопоставимы либо превышают количество легкой нефти из макротрещиноватой породы. В период проведения опыта были зафиксированы и проанализированны показатели содержания газа в добывающих скважинах. Характеристики нефти также изменились. Плотность уменьшилась, также изменились показатели кинетической и динамической вязкости.

Применение термогазового метода позволит достичь на месторождениях баженовской свиты следующих результатов:

— извлечение максимального объема легкой нефти;

— из микротрещиноватой матрицы активное извлечение легкой нефти;

— извлечение углеводородов из керогеносодержащих зон;

Для российской сырьевой базы промышленная реализация и освоение термогазового метод имеет принципиальное значение для увеличения ее нефтедобычи. Также кардинально повысит эффективность разработки нефтяных месторождений, а главное повысит эффективность добычи в западной сибири.

За счет освоения термогазового воздействия на пласт потенциал прироста извлекаемых запасов составит:

— 35-50 млрд.т на месторождениях баженовской свиты;

— 5-6 млрд.т на месторождениях низкопроницаемыми коллекторами.

При получении результатов с исследуемого объекта применимость термогазового воздействия показала хорошую эффективность для реализации на месторождении баженовской свиты. На данный момент компании России ведут множество работ по обоснованию и испытанию метода ТГВ при различных геологических и физических промысловых условий.

Зарубежный опыт применения исследуемой технологии

На сегодняшний день много говорят о схожести бажена и североамериканских сланцевых формаций. Предполагают, что привлечение западных методов разработки позволит увеличить эффективность добычи углеводородов бажена. Нефтяные сланцы разведаны их запасы составляют большое количество, что наблюдается во многих странах.

Разработка нефтеносных сланцев кардинально может изменить карту мировой нефтедобычи.

Первый опыт ТГВ в США был реализован на месторождении MPHU (Medicine Pole Hils Unit) с трудноизвлекаемыми запасами легкой нефти в низкопроницаемых карбонатных коллекторах. При неизменном числе добывающих скважин добыча возросла в 2,4 раза при реализации данной технологии. Добыча нефти на период промышленных работ составила примерно 160 тыс. м3 (запасы на балансе составили 2,5%), 15% из добытой нефти составили легкие фракции углеводородов, что примерно составляет 25 тыс. м^3. При нормальных условиях дополнительная добыча составила 2200 м3. Содержание легких фракций к концу периода в добываемых газах увеличилась в 3 раза.

После эффективного и положительного опыта ТГВ в на месторождениях США термогазовый метод был переведен на более перспективные объекты с схожими геологическими и физическими характеристиками, на такие месторождения как Буффалло Ред Ривер Юнит и Бакен.

Для разработки сланцевой нефти с термодинамическими свойствами и особенными геологическим строением во многих странах в качестве вытесняющего агента принимают горячий воздух, также близким и к баженовским месторождениям. Термогазовый метод за рубежом принимает все большее внимание и применение. В США при реализации ТГВ разрабатываются 11 месторождений 5 из которых характеризуются очень большой рентабельностью, также 4 высоких показателя ожидаются в перспективе.

При этом в 2003 г. с применением метода добыто около 150 тыс. т. нефти, а в 2005 г. - около 645 тыс. т., т.е. 4,3 раза больше. Коэффициент извлечения нефти по этим месторождениям составляет от 0.28 до 0.64, т.е. примерно в 1.5-2 раза выше аналогичного показателя по баженовского объекта Западной Сибири.

В отличие от остаточных извлекаемых запасов, применение ТГВ прогнозирует высокую добычу нефти, то есть его технологическая эффективность выражается в увеличении нефтеотдачи и в интенсификации отбора. Это связано с высокой подвижностью газа, в отличие от воды газ позволяет быстрее восстановить энергетику пласта.

Кроме США закачка паров практикуется также в Индонезии, Китае, Канаде, Колумбии и многих других странах. В Ливии, Венесуэле, ОАЭ, Канаде, Китае закачивают углеводородный газ. Также данные методы применяются в странах Ближнего Востока где имеется высокая обеспеченность запасами углеводородов. На шельфе в Норвегии газовые метода также нашли широкое применение вместе с заводнением, где структура запасов во много раз лучше чем США, Канаде, Венесуэле и Китае.

На примере использования инновационных методах нефтеоотдачи Всероссийской научной конференции Научная инициатива иностранных иностранных студентов и аспирантов российских вузов, в Норвегии, на месторождениях Асгард, Гульфакс, значительно повышает коэффициент увеличения нефтеоотдачи, по сравнению с применением традиционных методов заводнения.

Список использованной литературы

1. Боксерман А.А., Грайфер В.И., Кокорев В.И., Чубанов О.В. Термогазовый метод увеличения нефтеотдачи//Интервал.-2008.

2. Кокорев В.И. О целесообразности применения термогазового метода для разработки залежей, приуроченных к отложениям Баженовской свиты Западной Сибири//Нефтяное хозяйство.-2010.

3. Игнатова К.П, Малюков В.П Книга. Инновационная технология термогазового воздействия на нетрадиционные углеводороды трудноизвлекаемых запасов баженовской свиты. Москва, 2013.

4. Сонич В.П., Батурин Ю.Е., Малышев А.Г., Зарипов О.Г., Шеметилло В.Г. Проблемы и перспективы освоения Баженовской свиты // Нефтяное хозяйство.-2001.

5. Соломатин А. Г. (ответственный исполнитель). Технологическая схема опытно-промышленных работ по термогазовому воздействию на породы баженовской свиты Средне-Назымского месторождения. – М. : ВНИИнефть, 2010. – 870 с.

УДК 622

Сорочинский В.В.

гр. РМмз-18, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ ТЕХНОЛОГИИ ТЕРМОГАЗОВОГО МЕТОДА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

Аннотация. *В данной статье рассмотрены преимущества и недостатки технологии термогазового метода воздействия на пласт.*

Ключевые слова: *термогазовый метод, нефтеотдача, нефтенасыщенность.*

Annotation. *This article discusses the advantages and disadvantages of technology thermo-gas method of stimulation.*

Key words: *thermo-gas method, oil recovery, oil saturation.*

При проведении опытно-промышленных работ, происходило кратное увеличение добычи нефти. Дополнительная добыча нефти составляла порядка 30-40%, многие скважины даже переходили на фонтанный режим. Дополнительная добыча увеличилась, от остаточных запасов, и запасов после заводнения.

После проведения опытно-промышленных работ, полученные данные технологии помогли сформировать следующие ее преимущества:

-проста технология в реализации;

-стоимость агента закачивания в пласт равна нулю, так как используют природный газ, азот, CO_2, который находится в неограниченных количествах (газ нужно либо вырабатывать, либо транспортировать к месту закачки кислородосодержащей смеси в пласт, а транспортировка стоит немалых финансовых затрат);

-также возможно применять термогазовый метод на объектах с очень малой проницаемостью коллекторов, также с низкопористыми коллекторами;

-применение с коллекторами непригодными для заводнения (водочувствительные коллектора);

-очень высокий потенциал прироста нефтеотдачи, куда входит объекты со значимой степенью выработанных после заводнений, когда нефтенасыщенность меньше 30%;

-возможность работы на глубокозалегающих пластах, так как имеет возможность расположения редкой сетки скважин – до 100 га/скв, что является важнейшим преимуществом технологии;

-возможно реализация технологии на разбуренных месторождениях;

-возможно использовать скважины обычной конструкции.

Если рассматривать расположение сетки скважин, то наиболее рассматриваемой и подходящей будет 100 га/скв, реализация процесса при таком расположении будет наиболее примечательным.

Если возможно ранее приступить к применению термогазового воздействия, то экономика процесса станет наиболее лучше. Это все исходит не рассматривая на до разработку залежи после заводнения. Описанное выше утверждает, что термогазовый метод основан на смешивающем вытеснение. При наличие высоких пластовых давлений, что приемлемо для пласта баженовской свиты, успешность будет заключатся в том, что происходит смесимость фаз. Создание искусственных условий термогазового воздействия повысит эффективность добываемой нефти, но при реальных условиях получения максимальной эффективности возможна только при подходящих пластовых условиях, созданных природой.

Природные условия, соответствующие для реализации процесса окисления, к которым относят высокие аномальные пластовые температуры и высокие пластовое давление. Вязкость у таких месторождений как обычно бывают очень маленькие. Неоднократно отмечается, что на территории Западной Сибири на глубинах более 2000м, отмечаются высокие пластовые температуры, что подходит для эффективной реализации

термогазового воздействия. Термогазовый метод имеет возможность широкого применения на территории России, но принципиальной рассмотрением данный метод, имеет высокую значимость для уникальных запасов трудноизвлекаемых месторождений Западной Сибири. В методе большим преимуществом является закачка в пласт широкодоступных и минимально затратных агентов, таких как воздух и вода. Единственным значимым недостатком является высокая стоимость затрат на эксплуатацию.

Также к недостаткам технологии можем отнести такие проблемы как, закупка дорогостоящих компрессоров за рубежом, потому как в России данные компрессора не выпускаются. К немаловажному недостатку можно отнести отсутствие единого координирующего центра.

Критерии выбора объекта для применения технологии ТГВ

В 1971г. был предложен метод термогазового воздействия, закачиваемого рабочего агента в пласты бажена, который использует максимально энергию пласта, в следствие которого происходит трансформация в пластах баженовской свиты. Пластовая температура баженовской свиты составляет свыше 65ºС, а давление колеблется в диапазоне 30-40Мпа. Пластовые характеристики являются главной особенностью для реализации термогазового воздействия, поскольку пластовые характеристики увеличивают эффективность разработки. При поступлении кислородосодержащей смеси, кислород взаимодействуя с битуминозной породой выделяет легкие фракции нефти и углекислый газ, что увеличивает тепловой фронт, а следовательно увеличивает подвижность нефти, что увеличивает КИН. Вследствие создается огромный вытесняющий газовый агент. Закачка одновременно воды и газа создают термический, газовый и гидродинамический эффект воздействия. Реализация такого процесса происходит за счет отличительных особенностей процессов происходящих внутри пласта, в породах баженовской свиты. Все вышеописанное и обоснованное сводится к следующему:

– при поступлении окислителя, реакция реализую под средством содержания в ней рабочего агента, из керогена при реакции окисления выделяются фракции легкой нефти, а не за счет остаточной нефти;

– в период реализации процесса окисления происходит трансформация рабочего агента в вытесняющий агент;

– также при реализации метода после закачки кислородосодержащей смеси создается тепловая оторочка.

При преобразовании керогена в легкую нефть и углекислый газ, как описано выше создается тепловая оторочка и совместно с гидровоздействием прогревает окружающие недренирируемые зоны, образую трещинноватость.

Следовательно, отличием от применения термогазового воздействия в коллекторах с обычным строением, применение ТГВ на пластах баженовской свиты, должна рассматриваться под более острым углом . Также в породах баженовской свиты необходимо подчеркнуть важнейшую отличительную особенность при реализации внутрипластовых окислительных процессов. В литотипах породы свиты содержится кероген, который содержится в качестве топлива. В реализации метода у керогена преимущественное использование в качестве топлив, при окисление в пласте, этим можно объяснить наиболее малую подвижность, если сравнивать с подвижностью легкой нефти. В вытесняемой зоне количество керогена будет существенно больше, чем количество легкой нефти, по обоснованным вышеописанным аргументом. Термогазовый метод в основном протекает в прогретой зоне пласта. Существенное сокращение придаст наличие битуминозного топлива, поэтому в реакции горения и окисления затраты легкой нефти уменьшается.

На рисунке 1.1, представлена схема температурных внутрипластовых окислительных процессов, происходящих непосредственно при реализации метода окисления породы баженовской свиты. Температурные зоны разделены на 4 участка, которые более подробно описаны и обоснованы далее.

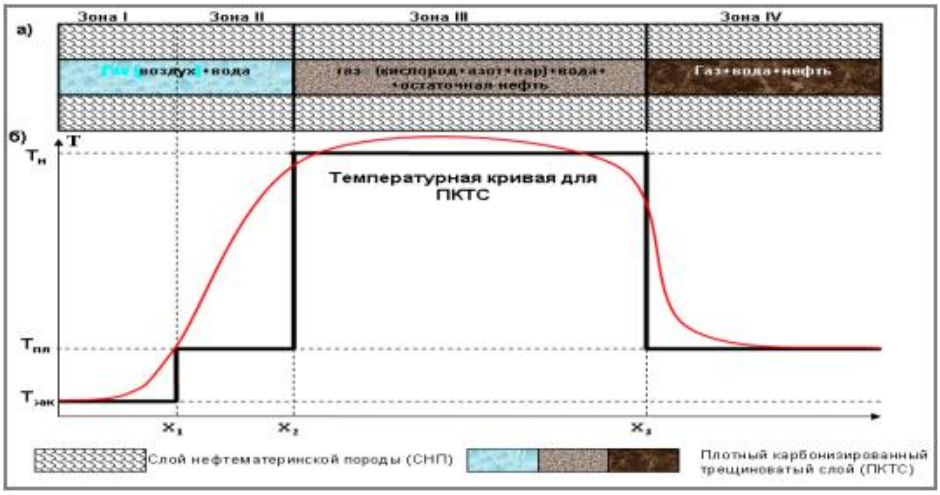


Рисунок 1.1 – Температурный процесс при реализации термогазового воздействия

Рассматривая каждую зону более подробно, и выявить их отличительные способности. В первой зоне водогазовая смесь, которая закачана в пласт, с поверхностной температурой $T_{зак}$ будет равна 20°С, которая соответственно ниже пластовых температур баженовской свиты. Во второй зоне за счет теплообмена с пластовой температурой

водогазовая смесь прогревается до пластовой температуры. Дальше в третей зоне в процессе окисления кислородосодержащей смеси нефти, прогрев расходуется на низ- и вышележащие пласты нефтематеринской породы. Вследствие вышеописанной реакции третья зона является зоной генерации тепла и характеризуется высокой пластовой температурой. Исходя из опыта в зоне 3 происходит полное потребление кислорода. Далее вытесняемая нефть движется по четвертой зоне совместно с водогазовой смесью. По температурным данным зона 4 идентична зоне 2. Из рассмотренных выше зон протекания окислительного процесса наиболее интересно, рассмотреть третью зону, поскольку в ней происходит процесс генерации тепла, также в третей зоне прогреваются породы, плотно карбонизированной породы.

При рассмотрении температурных зон можно сделать вывод, что в третьей зоне, изменение температурных показателей, оценивают технологический параметр термогазового воздействия, по отношению к которым зависит объем флюида, который необходимо добыть из породы баженовской свиты.

При рассмотренных ранее потенциал рассмотрения баженовской свиты оставляет ряд вопросов для рассмотрения:

1) оценить эффективность извлечения легкой нефти из недренирируемой породы;

2) развить зону матрицы в макротрещинноватой породе;

3) повысить степень вытеснения из дренируемых зон.

Список использованной литературы

1. Боксерман А.А., Грайфер В.И., Кокорев В.И., Чубанов О.В. Термогазовый метод увеличения нефтеотдачи//Интервал.-2008.

2. Кокорев В.И. О целесообразности применения термогазового метода для разработки залежей, приуроченных к отложениям Баженовской свиты Западной Сибири//Нефтяное хозяйство.-2010.

3. Игнатова К.П, Малюков В.П Книга. Инновационная технология термогазового воздействия на нетрадиционные углеводороды трудноизвлекаемых запасов баженовской свиты. Москва, 2013.

4. Сонич В.П., Батурин Ю.Е., Малышев А.Г., Зарипов О.Г., Шеметилло В.Г. Проблемы и перспективы освоения Баженовской свиты // Нефтяное хозяйство.-2001.

5. Соломатин А. Г. (ответственный исполнитель). Технологическая схема опытно-промышленных работ по термогазовому воздействию на породы баженовской свиты Средне-Назымского месторождения. – М. : ВНИИнефть, 2010. – 870 с.

УДК 622

Сорочинский В.В.

гр. РМмз-18, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ТЕРМОГАЗОВОГО МЕТОДА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

Аннотация. *ТГВ создан тепловыми и газовыми методами повышения нефтеоотдачи и интенсификации добычи углеводородов. Несмотря ни на что, он базируется на физических и химических процессах, похожими с теми, что лежат в основах термогазовых методов, метода внутрипластового горения, созданных на инновационной физической основе, отличающиеся от применяемых разработанных методов.*

Ключевые слова: *геолого-технические факторы, термогазовые методы, нефтеоотдача.*

Annotation. *TGV was created using thermal and gas methods to increase oil recovery and intensify hydrocarbon production. Despite everything, it is based on physical and chemical processes similar to those that are the basis of thermogasic methods, the method of intra-layer combustion, created on an innovative physical basis, which differ from the methods developed.Gorenje*

Key words: *geological-technical factors, thermal gas treatment methods, nefteootdachi.*

Термогазовый метод создан на теплогазовых методов увеличения нефтеоотдачи и в отличие от внутрипластового процесса имеет отличительные особенности. Вытеснение нефти при внутрипластовом горении происходит в области фронта горения порядка 60-80%.

Впереди фронта происходит основное вытеснение и задача фронта (зона высокотемпературной окислительной реакции) – сгенерировать агенты вытеснения: азот, водяной пар и легкие углеводородные фракции. Вспомогательную роль играет фронт горения в данном методе. В основном газовыми агентами происходит основное вытеснение. Технология ТГВ использует основные энергетические особенности месторождения, еоторые характеризуются высоким пластовой температурой и высоким пластовым давлением.

При высоких температурах закачка рабочего агента в пласт баженовской свиты с высокой скоростью, кислород потребляется на основе химического окисления флюида, что дает безопасность и гарантирует безопасность реализации метода. При этом всем происходит генерация внутри пласта рабочей водогазовой смеси, после окисления которой значительно повышается нефтеоотдача.

Исследуемый объект при реализации ТГВ на одном из месторождений баженовской свиты.

На рисунке 1.2 показан участок для проведения опытно-промышленных работ применения термогазового воздействия на пласты баженовской свит. До начала опытно-промышленных работ в эксплуатации находились 5 скважин (№ 219, 401, 3000, 3001 и 3002). Единственная скважина №401 с горизонтальным окончанием ствола, остальные скважины вертикального профиля.

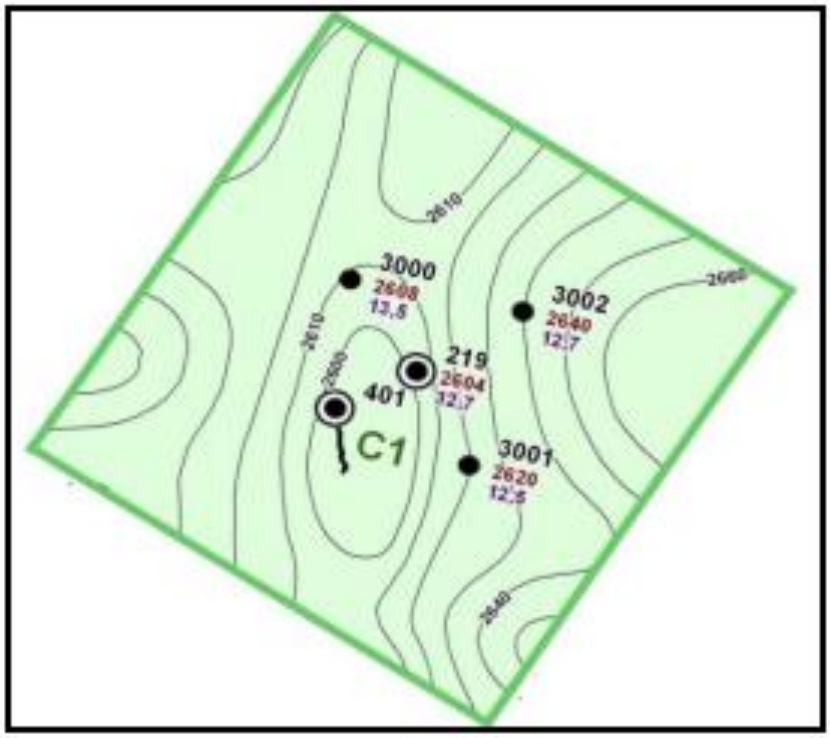


Рисунок 1.2 – Исследуемый объект реализации термогазового воздействия.

В основном скважины эксплуатировались механизированным способом (при помощи ЭЦН), кроме №219 скважины, добыча которой велась фонтанным способом. Скважины до начала применения вели эффективную разработку на естественном режиме, дебиты скважин на период с 2007-2009 гг. значительно упали приблизительно с 45 тонн нефти до 5 тонн нефти в сутки, также понизилось давление залежи, которое в среднем составляло 309 атм скважина №219, понизилась до 160 атм, текущий коэффициент извлечения нефти на 2009 год составил 3,8%, что подтверждает низкую эффективность разработки пластов баженовской свиты, при режиме использования запасов природы пластовой энергии.

С 2009 года велась закачка водогазовой смеси в скважине №219 на Средне-Назымском месторождении, проходила разработка поэтапно с октября месяца.

Первый этап проходил с начала октября 2009 по апрель 2010 года, второй этап проходил с сентября 2010 года по декабрь 2010 года. Третий этап был начат в январе 2012 года, а к завершению третий этап произошел в июле 2012 года. Четвертый этап реализовывался только в одном месяце 2012 года ноября. Пятый этап продлился больше двух месяцев с мая по август 2013 года.

За все периоды этапов в пласты было закачано 7,3 млн. норм. $м^3$ воздуха. Для гидродинамических исследований в основном закачивалась вода. БКС-1000-350 – блочная компрессорная станция через которую осуществлялась закачка воздуха. Мониторинг закачиваемого воздуха регулировался специальными измерительными приборами. Также на скважинах опытно-промышленного участка проводились исследования для того, чтобы определить пластовое давление. В процессе реализации ТГВ давление увеличивается на 100 атм, что положительно влияет на эффективность добываемых углеводородов.

Оборудование для определения состава и снятия проб, установлены на все добывающие скважины. В состав оборудования входят датчики газоанализаторы, для (на O_2, CO и CO_2), а в химико-аналитической лаборатории проводят анализы проб газа. Где определяют состав флюида, вязкость, плотность и остальные характеристики.

Азот является основным газом участвующих в процессе термогазового воздействия на пласт. Основным его считают только потому, что он имеет очень высокую подвижность. В период разработки методом термогазового воздействия процентное соотношение содержания азота в попутном нефтяном газе повысилось свыше 80%. При проведении испытания ТГВ на объекте Средне-Назымского месторождения, произвели полный анализ контроля термогазового воздействия, для того, чтобы выделить погрешность разделения кислорода и аргона, при контролировании на соотвественном оборудовании. На полученных результатах при данном анализе, модернизировали систему контроля и автоматизацию термогазового воздействия, при котором совершенствовали оборудования после чего, повысилась точность определения компонентов в попутном нефтяном газе. Исходя из полученных данных виден вывод, что азот воздуха первым пробирается к добывающим скважинам, частично перекрывает добычу нефти. Поскольку рабочей агент, обладает высоким термобарическим условием совместимостью с флюидом, имеющий наиболее высокую подвижность флюида, но степень сжатия имеет меньшую, в сравнении с углекислым газом и кислородом. Эффективность работы низкая у азота, и по этой причине азот первым пробирается к добывающим скважинам. Для сохранения высокой эффективности появляется актуальная тема, для уменьшения объемов закачиваемого в пласт азота. В ходе опыта на Средне-Назымском месторождении, в попутном нефтяном газе

увеличивается добыча оксида углерода, в следствии чего уменьшается вязкость и плотность флюида.

По результатам исследования ярко выражается поглощение кислорода, а в качестве топлива используют кероген, при воздействии с кислородом, после реализации термогазового воздействия. Возможно увеличении эффективности реализации метода, это регулировании реализации процесса воздействия на пласты, также возможно понижении объема азота, и соответственно повышение содержание кислорода при нагнетании в пласт смеси. Помимо всего этого на скважине номер 219 произвели отбор керна для последующих лабораторных исследований. Расстояние между забоями скважин составляет 71 метр. Лабораторные исследования керна производили специалисты работающие в МиМГО, совместно с Немовой В.Д. После полученных лабораторных исследований кернового материала, выявили интервалы окислительного процесса при реализации ТГВ.

Рисунок 1.2 – Отобранный материал керна со скважины №219.

На рисунке виден красный цвет породы, в котором отсутствует запах и след флюида. Отличительной особенностью кернового материала является его гидрофильность, что характеризует породы баженовской свиты, после термических воздействий. Интервал отбора керна составлял более 2 метров.

Список использованной литературы

1. Боксерман А.А., Грайфер В.И., Кокорев В.И., Чубанов О.В. Термогазовый метод увеличения нефтеотдачи//Интервал.-2008.

2. Кокорев В.И. О целесообразности применения термогазового метода для разработки залежей, приуроченных к отложениям Баженовской свиты Западной Сибири//Нефтяное хозяйство.-2010.

3. Игнатова К.П, Малюков В.П Книга. Инновационная технология термогазового воздействия на нетрадиционные углеводороды трудноизвлекаемых запасов баженовской свиты. Москва, 2013.

4. Сонич В.П., Батурин Ю.Е., Малышев А.Г., Зарипов О.Г., Шеметилло В.Г. Проблемы и перспективы освоения Баженовской свиты // Нефтяное хозяйство.-2001.

5. Соломатин А. Г. (ответственный исполнитель). Технологическая схема опытно-промышленных работ по термогазовому воздействию на породы баженовской свиты Средне-Назымского месторождения. – М. : ВНИИнефть, 2010. – 870 с.

УДК 622

Сорочинский В.В.

гр. РМмз-18, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

ФОРМИРОВАНИЕ КОМПЛЕКСА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ВНЕДРЕНИЮ ТЕХНОЛОГИИ ТЕРМОГАЗОВОГО МЕТОДА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ НА ОБЪЕКТЕ РАЗРАБОТКИ

Аннотация. *В данной статье рассмотрено формирование комплекса мероприятий по внедрению технологии термогазового метода воздействия на пласт на объекте разработки*

Ключевые слова: *технология термогазового метода, термогазовое воздействие, Средне-Назымского месторождения.*

Annotation. *This article discusses the formation of a set of measures to implement the technology of the thermogasic method of impact on the reservoir at the development site*

Key words: *technology of thermo-gas method, thermal gas effect, Medium-Nadymskogo field.*

Для проведения опытно-промышленных работ, при реализации термогазового воздействия на Средне-Назымском месторождении, провели разработку технологической схемы для реализации на скважине №3003, которая включала в себя:

– блок компрессорной станции, в которой обеспечивали закачку воздуха поддающийся под давлением (до 37 МПа), с темпом закачки до 48 тыс. норм. $м^3$/сут, станция содержит две параллельно соединенных станций по 24 тыс. норм. $м^3$/сут;

–насосная станция, которая обеспечивает закачивание воды в необходимом количестве;

– мониторинг, автоматизация и система контроля ТГВ.

По результатам данных исследования, основывали проект обустройства опытного учатска Средне-Назымского месторождения на скважине №3003 указанной на рисунке 1.1.

Рисунок 1.1 – Объект на Средне-Назымском месторождении на скважине №210 (I – станция насосов, II – добывающие скважины эксплуатационного объекта, III – блок управлений замерными установками Массомерами, IV – индивидуальная замерная установка Мера-Массомер, V – станция уомпрессоров)

Компрессорное оборудование для монтажа состояло из:

– компрессорный винтовой блок GA132VSD Pack-14-50 Atlas Copco (рисунок 4.2), обеспечивающий повышение давления до 1 МПа;

– воздушно-поршневой компрессор Ariel.

Рисунок 1.2– Винтовой компрессорный блок и дожимной компрессор

Технико-технологические требования и контроль при реализации процесса

Основной особенностью термогазового воздействия на пласты баженовской свиты является то, что при закачивании рабочего агента создаются окислительные реакции при которых обеспечивается наиболее эффективное вытеснение нефти из пласта баженовской

свиты за счет формирования тепловой оторочки, смешивающегося вытеснения агента, прогревая матрицу и зоны выклинивания дренируемых зон. Учитывая, вышеописанные критерии, на модель месторождения Средне-Назымского месторождения, провели исследование по комплексному регулированию параметра термогазового воздействия.

Регулирование термогазового воздействия должно обеспечить ряд основных задач:

1) сформировать в литотипах дренируемых породы смешивающейся зоны регенерации тепла;

2)создать условия для формирования смешивающее вытеснение;

создание условий для формирования смешивающегося вытеснения;

3)прогреть максимально возможный объем керогеносодержащей породы до минимальной температуры;

4)уменьшить вероятность прорыва газа, которые образуются в результате окисления в пласте, к добывающим скважинам;

На данном этапе исследования выполнены расчеты различных режимов работы при термогазовом воздействии, в течении закачивания в пласт рабочего агента, определение накопленных объемов добываемой нефти для каждой вариации. В таблице 1.1 ниже приведены основа базовых вариантов для учета расчета разрабатываемого участка.

Таблица 1.1. – Характеристика исследуемого объекта

Характеристики	Значения
Система размещения скважин	Площадная девятиточечная
Среднее расстояние между скважинами	750
Забойное давление скважин, МПа	
-добывающих (минимальное)	12
- нагнетательных (максимальное)	45
Коэффициент использования фонда скважин	
- добывающих	0,9
- нагнетательных	0,9
Коэффициент эксплуатации скважин	
- добывающих	0,9
- нагнетательных	0,9
Предельная обводненность	98
Продолжительность	До предельного обводнения

При окончании эксплуатации добывающих скважин при реализации термогазового воздействия проводили достижения обводнения, достижение которых доходило до 98%. Достижение при порога газового фактора доходило до 5000 $м^3$. Давление насыщения ограничивало забойное давление добывающих скважин. Отбор компенсировался из условия среднего пластового давления 0,9-1,1 от начинающего пластового давления.

Также приняты следующие значения при расчетах:

–начальное давление на забое – 12МПа;

–максимальное давление на забое нагнетающих скважин – 45 МПа.

Сначала поддерживают максимальный темп закачивания рабочего агента, при реализации технологии, в следующем, впоследствии вывода из эксплуатаций добывающих скважин, темп закачивания уменьшается. Исследования выполнялись с применением материалов.

По данным реализации ТГВ видна эффективность, при которой добыча углеводородов составляет в объеме от 570 до 680 тыс. тонн. Для примера можно посмотреть добычу углеводородов в точке А5 за счет сбора выбора темпа нагнетающего агента в пласты- 50 тыс. норм. $м^3$/сут и отношение смеси воздуха с водой равно нулю, то есть без нагнетания воды, суммарная добыча которых составит 646 тыс. тонн, а при этом же темпе нагнетание кислорода составит 100 $м^3$/сут. При режиме постоянном в точке В5, нефть которую получили превысила на 34 тонны больше, чем в точке А5. При дальнейшем повышении объема закачки водогазовой смеси, не дает эффективных результатов, так как при темпе закачки 50 тыс. тонн и отношение смеси воды и кислорода 0,004 объем добываемой продукции составит 642 тыс. тонн.

При рассмотрении выше указанной диаграммы доказывается эффективность применения ТГВ, и эффективность комплексного регулирования. Наиболее эффективное отношение водогазового воздействия, темп нагнетания воздуха 50 тысяч $м^3$, и отношение 0,002. На опытно-промышленном исследовании выведены оптимальные условия для нагнетания в пласт водогазовой смеси: воздух закачивают с темпом 45-60 тысяч в сутки, отношение воды и воздуха 0,0016 – 0,0023.

Прогноз технологической эффективности и экономическая оценка

Экономическая эффективность термогазового воздействия расписана в четырех вариантах. Рассчитаны все затраты для реализации данной технологии на исследуемом объекте. В состав затрат включили бурение скважин, монтаж, строительные работы, работы над проектами, покупка оборудований. Далее указаны варианты предполагаемые для реализации данного метода

Первый вариант наиболее рекомендуемый, если в учет брать результаты исследований. Объект исследуемой технологии, при реализации термогазового воздействия. В состав оборудования ТГВ входит: станция из компрессоров (с темпом закачки 50 тысяч норм. $м^3$/сут.), станция насосов. Замерные установки (постоянный подсчет CO, CO_2 и O_2) в каждой лаборатории находится хроматографическое оборудование.

Второй вариант наиболее оптимальный по режиму воздействия на пласты свиты, если в учет брать результаты исследований. Объект исследуемой технологии, при реализации термогазового воздействия. В состав оборудования ТГВ входит: станция из компрессоров, станция насосов. Замерные установки (постоянный подсчет CO, CO_2 и O_2), на каждой добывающей скважине присутствует хроматографическое оборудование.

Третий вариант наиболее перспективный для воздействия ТГВ с высоким содержанием ксилорода, если в учет брать результаты исследований. Объект исследуемой технологии, при реализации термогазового воздействия. В состав оборудования ТГВ входит: станция из компрессоров (с темпом закачки 25 тысяч норм. $м^3$/сут.), станция насосов. Замерные установки (постоянный подсчет CO, CO_2 и O_2) в каждой лаборатории находится хроматографическое оборудование.

Таблица 1.2 – Анализ технико-экономической эффективности инвестиций в разработку опытного участка

Вариант	Капитальные вложения	NPV, млн. руб	Срок окупаемости	Накопленная добыча нефти, тыс.тонн
1	1350	165	13	680
2	1260	20	16	575
3	1390	235	11	730
4	1190	-880	-	114

Рассматривая таблицу, наиболее экономичным вариантом является вариант под номером 4. Наибольшая часть инвестиций в обустройство объекта составляет в размере 950 млн. рублей. Стоимость термогазового метода с учетом комплекса его оборудования выходит в более меньшую сумму, размер составит 160 млн. рублей. Как видно из таблицы в первом варианте затраты на полное обустройтсов объекта составиои1,350 млрд. рублей. Второй вариант по сравнению с первым имеет наименьшие затраты, поскольку вданном варианте нету обходимости закупки компрессоров, насосов. Указанный расчет, был рассчитан без учета инфляций,но при налогообложении в размере 10%. Затрачиваемые средства на объекте исследуемой разработки, определяли на основах документа лицензии данного участка, в состав которого входила заработная плата обслуживающего персонала, страховки, расход на обустройства цеха, также производственные и хозяйственные расходы, и соответственно для содержания и эксплуатации оборудования.

Полагаясь на результаты полученные при проведении опытных работ, обосновывается коэффициент повышения нефтеотдачи на величину 0,08 долей единицы при разработки залежи объекта при воздействии термогазового воздействия при комплексном регулировании решает ряд следующих задач: отношение воды и воздуха,

темп закачивания кислорода, применение рабочего агента с высоим содержанием рабочего агента.

Список использованной литературы

1. Боксерман А.А., Грайфер В.И., Кокорев В.И., Чубанов О.В. Термогазовый метод увеличения нефтеотдачи//Интервал.-2008.

2. Кокорев В.И. О целесообразности применения термогазового метода для разработки залежей, приуроченных к отложениям Баженовской свиты Западной Сибири//Нефтяное хозяйство.-2010.

3. Игнатова К.П, Малюков В.П Книга. Инновационная технология термогазового воздействия на нетрадиционные углеводороды трудноизвлекаемых запасов баженовской свиты. Москва, 2013.

4. Сонич В.П., Батурин Ю.Е., Малышев А.Г., Зарипов О.Г., Шеметилло В.Г. Проблемы и перспективы освоения Баженовской свиты // Нефтяное хозяйство.-2001.

5. Соломатин А. Г. (ответственный исполнитель). Технологическая схема опытно-промышленных работ по термогазовому воздействию на породы баженовской свиты Средне-Назымского месторождения. – М. : ВНИИнефть, 2010. – 870 с.

УДК 622

Удовико И.И.

гр. РМмз-18-3, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ МГРП НА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Аннотация. *Применение технологии МГРП, с разрывными муфтами BPS, разработанной в Канадском офисе компании Трайкан, довольно эффективный в настоящее время, метод интенсификации добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов. Технология показала высокую эффективность на месторождениях с низкой проницаемостью и позволила увеличить конечную нефтеотдачу пластов. Применение технологии МГРП BPS на любой стадии разработки на пластах с расчлененным коллектором особенно актуален для компаний, разрабатывающих аналогичные отложения как в Западной Сибири, так и в других регионах России.*

Ключевые слова: *МГРП, нефтяных и газовых месторождениях, нефтеотдача.*

Annotation. *The use of mgrp technology with bps bursting couplings developed in the Canadian office of the company Traikan is a fairly effective method of intensifying oil production from low-permeability reservoirs. The technology has shown high efficiency in fields with low*

permeability and allowed to increase the final oil recovery of reservoirs. The use of BPS mgrp technology at any stage of development on reservoirs with a dissected reservoir is especially relevant for companies developing similar deposits both in Western Siberia and in other regions of Russia.

Key words: *multistage fracturing operations, oil and gas fields, oil recovery.*

Для решения поставленных стратегических задач по добыче углеводородов необходимо вовлечение в разработку трудно извлекаемых запасов, доля которых в структуре запасов некоторых месторождений компании составляет 50 % и более. Одной из наиболее экономически эффективных технологий освоения ТРИЗ в пластах с пониженными фильтрационно-емкостными свойствами является бурение горизонтальных скважин с последующим проведением многостадийного гидроразрыва пласта. С целью освоения ТРИЗ было начато внедрение МГРП.

Сегодня многостадийный гидроразрыв пласта стал повседневной технологией повышения нефтеотдачи. Ее применяют и на традиционных запасах, и на трудноизвлекаемых. Тем не менее этот метод постоянно совершенствуется и развивается в соответствии с новыми вызовами. В частности, при разработке сложных низкопроницаемых коллекторов с плохими фильтрационно-емкостными свойствами стала очевидна малоэффективность стандартного шарового МГРП, имеющего определенные ограничения, одним из которых является ограниченное количество стадий ГРП.

Увеличение количества стадий ГРП может быть крайне важно при разработке низкопроницаемых коллекторов, так как, соответственно, увеличивается количество трещин, пронизывающих нефтяной пласт, а значит, и зона дренирования. Все это обеспечивает повышение значений пускового дебета скважины и в дальнейшем более высокую накопленную добычу по сравнению с аналогичными скважинами, где проведен обычный ГРП. Кроме того, внедряемая технология позволяет проводить исследования внутри скважины и, что крайне важно, повторный ГРП.

Зарубежный опыт применения технологии

С 2012 года с целью совершенствования МГРП на Самотлорском месторождении началось применение активируемых шарами муфт МГРП FracPoint Baker Hughes. Технология FracPoint (рисунок 1.1) относится к числу самых распространенных и предполагает установку «фрак-портов» в муфтах колонны или хвостовика при спуске в скважину.

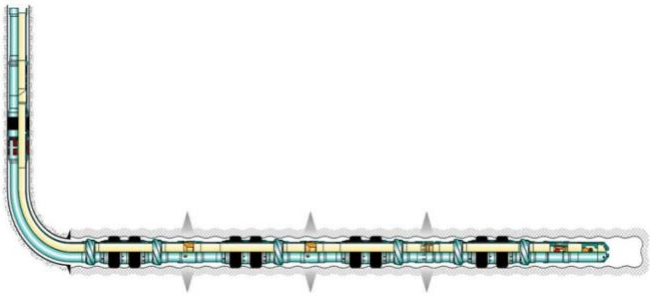


Рисунок 1.1 – Технология МГРП FracPoint

После посадки шара в седло муфты ГРП циркуляционное отверстие порта открывается, а нижний интервал перекрывается шаром. Далее производится ГРП, и вслед за стадией продавки проппанта в поток жидкости вбрасывается следующий шар большего диаметра. Затем операция повторяется соответственно количеству стадий. После выполнения всех стадий ГРП посадочные седла и шары разбуриваются фрезом, скважина промывается и осваивается. Для применения технологии МГРП со сбросом шара необходима колтюбинговая установка, если у организации выполняющей МГРП ее нету, то все работы в скважинах, включая разбуривание шаров и портов, выполняются силами бригад КРС. Операции осложнялись значительным поглощением жидкости (до 800-900 м3 на четыре порта) в силу очень низких забойных давлений, что негативно сказывалось на производительности скважин. При строительстве скважин с МГРП по данной технологии цикл заканчивания в среднем составлял 24 сут, что соответствовало плану. Однако проведение ГРП сопровождались получением «СТОПов» с необходимостью проведения повторных работ по очистке хвостовика и повторных ГРП. Из числа довольно распространенных технологических проблем при проведении МГРП по технологии FracPoint™ можно выделить, прежде всего, риск неправильной посадки шара в седло: если в скважине остаются элементы оснастки или остатки бурового раствора, то вероятно возникновение проблем с открытием муфты ГРП. Лучший результат с точки зрения продолжительности цикла заканчивания скважины по технологии МГРП с раздвижными муфтами составил порядка 170 часов. Это можно назвать приемлемым сроком, что, впрочем, не перекрывает основных недостатков технологии.

В то же время на месторождении была опробована технология на основе разрывных муфт BPS Trican Well Services Ltd (рисунок 1.2).

Рисунок 1.2 – Технология МГРП BPS

Данная технология оказалась наиболее подходящей для пластов $АВ1^{1-2}$, разрабатываемых ПАО «Самотлорнефтегаз». Все муфты цементируются, так и могут разобщиться заколонными пакерами, МГРП проводится в пять-шесть стадий. В настоящее время технология тиражируется на боковые стволы и на скважины вводимые из бурения. В ходе реализации технологии разрывные порты устанавливаются в муфтах колонны или хвостовика при спуске в скважину. Затем порты при ГРП открываются давлением с использованием специального селективного пакера (рисунок 1.3).

Рисунок 1.3 – Cup to cup гидравлический пакер для проведения МГРП по технологии BPS

После открытия каждого порта осуществляется закачка, и далее — переход на следующий интервал.

Проведению первых ГРП с разрывными муфтами предшествовал этап моделирования. Прежде всего, необходимо было определить влияние длины разрывной муфты на дебит скважины с одним ГРП, пробуренной на $АВ1^{1-2}$ Самотлорского месторождения. Была создана секторная мини модель района скважины, модель пластов $АВ1^{1-2}$, $АВ1^{3}$ площадью 4,62км2. Пористость составляла 23 процента, проницаемость — 6,8 мД, нефтенасыщенность — 0,465 д.ед. Моделирование проводилось с использованием технологии локального измельчения сетки. При этом задача состояла в том, чтобы определить оптимальный азимут ГРП, направление развития трещин:

- поперечное;
- продольное;
- диагональное.

Расчет основных эксплуатационных показателей скважины после МГРП показал преимущества поперечного расположения трещин, хотя и не радикальные, а также перспективы достаточно высоких дебитов. На начальном этапе внедрения технологии BPS цикл заканчивания скважины составлял 23 сут при плане 22 суток. В процессе ведения работы также сталкиваются с негерметичностью «головы» оснастки хвостовика типа ОКОС производства ЗАО «***», что приводило к дополнительным СПО пакера ПРО-92 для подтверждения негерметичности и повторным спуском активатора для активации «головы» оснастки хвостовика.

Также наблюдалось разрушение герметизирующих элементов чашечных манжетных пакеров С2С при проведении СПО (рисунок 1.4).

Рисунок 1.4 – Разорванная манжета С2С

Этой же причиной обусловлен еще один недостаток технологии — ограничение объемов закачки проппанта 100 тоннами. С целью преодоления обозначенных выше недостатков, совместно с поставщиками и подрядчиками были внесены изменения в конфигурацию системы заканчивания. В частности, переход на обсадные трубы с резьбовыми соединениями – VAM (рисунок 1.5), обеспечит сохранение внутреннего диаметра эксплутационной колонны и предотвращение повреждения герметизирующих элементов пакерного оборудования при СПО, т.к. в отличии от ОТТМ, данная резьба предусматривает отсутствие зазора м/у ОК в месте свинчивания по муфте.

Рисунок 1.5 – Соединение VAM

В свою очередь поставщик технологии выполнил конструктивную доработку компоновки с изменением конструкции локатора муфт и усилением каркаса уплотняющего элемента чашечного пакера. С точки зрения сроков результаты были не слишком впечатляющими. Однако в то время использовались чашечные пакеры второго поколения. С новыми пакерами С2С пятого поколения в настоящее время проблем нет, и удается сократить средний цикл заканчивания скважин до восьми - десяти суток.

В рамках программы повышения эффективности МГРП на Самотлорском месторождении проводится ряд ОПИ нового оборудования. В частности, большие надежды связаны с применением технологии CoilJet разработки Calfrac Well Services Ltd.

Технология CoilJet предназначена для проведения МГРП в полностью зацементированных хвостовиках и обеспечивает свободу выбора количества стимулируемых зон. Инструмент (рисунок 1.6) спускается на ГНКТ в нужный интервал,

после чего производится абразивная резка колонны (гидроперфорация) с последующей закачкой проппанта через пространство между ГНКТ и НКТ [4].

Затем инструмент перемещается на новый интервал с отсечением предыдущего с помощью многоразовой пробки — пакера-отсекателя. Затем все операции повторяются, пока не будут простимулированы все зоны.

Ключевое преимущество технологии для условий Самотлорского месторождения мы видим в надежной герметизации колонны с отсечением нижележащих интервалов, в которых уже был проведен ГРП.

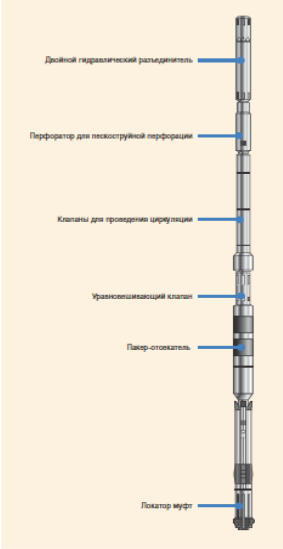


Рисунок 1.6 – Скважинный инструмент для проведения МГРП по технологии CoilJet

Кроме того, технология CoilJet позволяет контролировать забойное давление ГРП и во многих случаях предотвращать возникновение «СТОПа».

Список использованной литературы

1. Гнездов, А.В. Краткий анализ технологий и результатов гидроразрыва пласта / А.В. Гнездов, Р.Ф. Ильгильдин // Нефтепромысловое дело. - 2008.-№ 11. - С. 78-80.

2. Говзич А.Н., Билинчук А.В., Файзуллин И.Г. Опыт проведения многостадийных ГРП в горизонтальных скважинах ОАО «Газпром нефть» // Нефтяное хозяйство. – 2012. – No 12. – С. 59–61.

3. Дейк Л. П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений – Москва: "Премиум Инжиниринг", 2014. – 549 с.

4. Кудря С.С. Опыт проведения МГРП с 20-ю и более стадиями на Самотлорском месторождении [Текст]/ Кудря С.С. // Инженерная практика. - 2014. - № 12. - С. 78-83.

5. Телков, А.П. Образование трещин в продуктивном пласте при гидравлическом разрыве Текст. / А.П. Телков, Н.С. Грачева, К.О. Каширина // Газовая промышленность. 2008. - № 3. - С. 17–20.

УДК 622

Удовико И.И.

гр. РМмз-18-3, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ МГРП НА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Аннотация. *Система разрывных муфт была разработана и внедрена как опытно промышленная система на месторождениях Западной Сибири в 2012 году. Нужно отметить, что технология была оптимизирована под Российские условия совместными усилиями Российских специалистов и центра разработки центрального офиса.*

Ключевые слова: *нефтяные и газовые месторождения, технология МГРП, ГПР.*

Annotation. *The system of breaking couplings was developed and implemented as a pilot industrial system in the fields of Western Siberia in 2012. It should be noted that the technology was optimized for Russian conditions by joint efforts of Russian specialists and the development center of the Central office.*

Key words: *oil and gas deposits, the technology of multistage fracturing operations, the PGR.*

Технология BPS предполагает использование двух независимых систем:

- технологии BPS подразумевает применение муфт обсадных колонн с предварительно фрезерованными и загерметизированными отверстиями, является эксклюзивной и запатентованной;

- проведение ГРП через эксклюзивный инструмент пакер ГРП C2C, доставляемый на забой посредством ГНКТ или НКТ.

- Сущность технологии заключается в том, что муфты BPS являются частью обсадной колонны и не требуют для своей установки дополнительного оборудования: переводники, центраторы и т.д. Активация муфт и выполнение ГРП происходит через пакер C2C специально разработанный для работы в паре с разрывными муфтами.

Муфта BPS это выточенная муфта с нарезанными с обоих сторон резьбами для возможности ее свинчивания в качестве «патрубка» обсадной колонны. По телу муфты выточены отверстия, в которые вставлены специально разработанные заглушки-мембраны (рисунок 1.1).

В зависимости от технико-геологических условий муфты должны подбираться по следующим критериям:

- внутренний и наружный диаметр муфты – регламентируется диаметром обсадной колонны, внутренним диаметром открытого ствола скважины;
- длинна муфты;
- тип резьбы;
- количество отверстий;
- давление активации мембран.

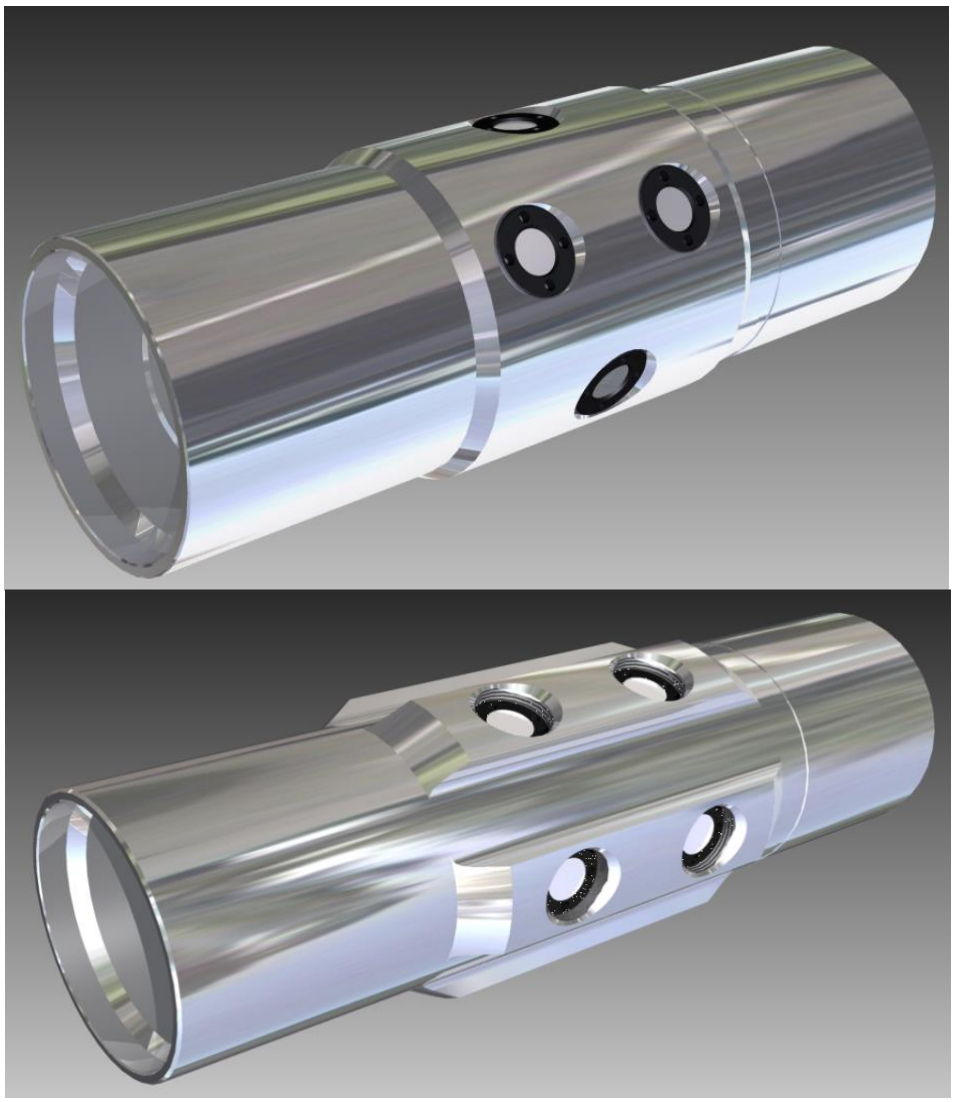


Рисунок 1.1 – Не цементируемая муфта (сверху), цементируемая муфта (снизу)

Существуют две модификации таких муфт: цементируемые и не цементируемые. Конструктивное отличие данных муфт заключается в наличии специальных проточенных каналов для прохода цемента в исполнении цементируемой муфты (рисунок 1.2).

Рисунок 1.2 – Образец цементируемой муфты

Внутренний проходной диаметр муфт полностью соответствует внутреннему диаметру обсадной колонны, что позволяет создать полнопроходное сечение внутри обсадной колонны, без местных сужений - это позволяет проводить любые виды скважинных операций: очистку ствола любым инструментом, каротаж, повторные обработки ГРП, ОПЗ и т.д.

Все разрываемые порты одной муфты оснащаются заглушками-мембранами, подобранными на активацию единого давления. Разрыв мембраны происходит от приложения на нее абсолютного давления. К примеру: муфта на 45 МПа означает, что при достижении на глубине абсолютного давления в 45 МПа, мембрана разрушится.

Муфты разработаны и могут применяться в процессах проппантного ГРП, кислотного ГРП, как метод вторичной селективной обработки призабойной зоны пласта после выполненого ГРП.

Количество устанавливаемых муфт для одной скважины теоретически не ограничено.

Сборка муфт на устье скважине осуществляется стандартными методами (гидравлические ключи), специальные устройства для свинчивания муфт с обсадной колонной не требуются.

Селективный пакер C2C для проведения ГРП с разрывными муфтами BPS представляет из себя специально сконструированный чашечный пакер, предназначенный для проведения ГРП с муфтами BPS, при этом пакер позволяет герметизировать муфту с обоих сторон. К основным конструктивным элементам относятся (рисунок 1.3):

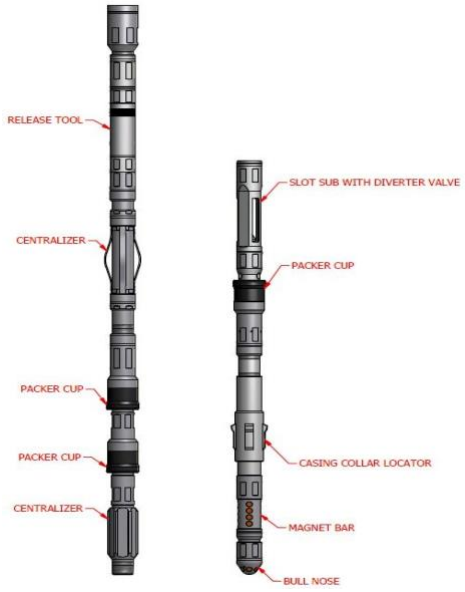


Рисунок 1.3 – Пакер C2C общая схема расположения конструктивных элементов

- соединительное устройство – сконструировано для соединения или с ГНКТ, или с обычным НКТ. В конструкцию устройства под ГНКТ встроена защитная система от заклинивания, позволяющая отсоединиться от пакера в случае приближения страгивающих нагрузок на подъем к нагрузке на разрыв ГНКТ;

- пружинный центратор служит для придания жесткости компоновке в горизонтальном участке скважины;

- верхние герметизирующие чашки пакерующие элементы – производят герметизацию интервала ГРП от сообщения с затрубным пространством;

- жесткий центратор воспринимает основную нагрузку веса компоновки в зоне муфты BPS при этом обеспечивает работу чашечных герметизирующих элементов;

- порт для гидроразрыва – порт из высокопрочной, легированной стали;

- нижняя герметизирующая чашка конструктивно не отличается от верхних чашек;

- глубинные манометры (2 манометра) – специальный слот в пакере C2C позволяет разместить 2 манометра пассивного действия, способных производить замер давления в интервале порта ГРП, т.е. в интервале зоны муфты BPS, а также давление под нижней герметизирующей чашкой;

- локатор муфт предназначен для точного позиционирования пакера относительно муфты, он цепляется за стык соединения обсадной колонны и при подъем дает прирост по нагрузке 2-3 тонны;

- магнит необходим для сбора металлических предметов в стволе скважины при спуске инструмента, которые могут привести к повреждению герметизирующих чашек;

- перепускной клапан предназначен для выравнивания давления в интервале порта и за нижней чашкой пакера после проведения работы;

- направляющий башмак.

Сборка пакера осуществляется на кусту или может быть осуществлена на базе при условии возможность транспортировать пакер в собранном виде (рисунок 1.4).

Рисунок 1.4 – Пакер C2C в сборе

Принцип работы C2C и BPS:

- разрывные порты устанавливается в муфтах колонны или хвостовика;
- муфты устанавливаются при спуске колонны в скважину;
- чашечный пакер Trican для ГРП спускается на ГНКТ и располагается напротив порта;
- закачка жидкости;
- закрытие манжет;
- рост давления;
- разрыв и открытие отверстия;
- гидравлический разрыв пласта;
- подъем и повторение.

При работе с системой BPS необходимо уделить внимание сборке компоновки обсадной колонны и спуску муфт. В конструкции обсадной колонны перед каждой муфтой необходимо размещать реперный патрубок, он необходим для работы локатора муфт пакера C2C. Важно, что бы при всех манипуляциях с компоновкой абсолютное давление на забое скважины не превышало 80% от запланированного давления активации муфт, сюда входят такие операции как: цементирование, опрессовка обсадной колонны, активация гидравлических пакеров.

Разобщение зон между муфтами в случае, если обсадная колонна не цементируется, не входит в состав описываемой системы. Разобщение зон можно осуществлять как при помощи гидравлических заколонных пакеров, так и при помощи пакеров с набухающими эластомерами. Вопрос эффективности того или иного способа герметизации лежит в практической плоскости применения, а также опыта на конкретном месторождении.

При подготовке скважины к работе с чашечным пакером C2C в случае с цементируемыми муфтами обязательным условием является проведение подготовительных работ: скреперование обсадной колонны. Необходимость вызвана тем,

что остатки цемента в обсадной колонне, прилипшие к стенкам, могут привести к повреждению герметизирующих чашек пакера, которые плотно прилегают к стенкам скважины [3].

В российских условиях системы была оптимизирована под работу со стандартным НКТ 88.9 мм, для этого был разработан специальный переводник НКТ, пакер С2С. Для перемещения пакера от нижней зоны к верхней, были изготовлены специальные элеваторы. Извлечение НКТ из скважины для перемещения пакера происходит обычным методом, без герметизации устья скважины, поэтому скважина должна находится в равновесном состоянии. Данное обстоятельство является техническим ограничением по работе с пакером С2С на дискретном лифте.

В случае завершения работы режимом «СТОП» колонна НКТ может быть сразу промыта обратной циркуляцией, через верхние герметизирующие чашки, которые сжимаются при условии, что «распирающее» давление меньше затрубного давления.

Список использованной литературы

1. Гнездов, А.В. Краткий анализ технологий и результатов гидроразрыва пласта / А.В. Гнездов, Р.Ф. Ильгильдин // Нефтепромысловое дело. - 2008.-№ 11. - С. 78-80.

2. Говзич А.Н., Билинчук А.В., Файзуллин И.Г. Опыт проведения многостадийных ГРП в горизонтальных скважинах ОАО «Газпром нефть» // Нефтяное хозяйство. – 2012. – No 12. – С. 59–61.

3. Дейк Л. П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений – Москва: "Премиум Инжиниринг", 2014. – 549 с.

4. Кудря С.С. Опыт проведения МГРП с 20-ю и более стадиями на Самотлорском месторождении [Текст]/ Кудря С.С. // Инженерная практика. - 2014. - № 12. - С. 78-83.

5. Телков, А.П. Образование трещин в продуктивном пласте при гидравлическом разрыве Текст. / А.П. Телков, Н.С. Грачева, К.О. Каширина // Газовая промышленность. 2008. - № 3. - С. 17–20.

УДК 622

Удовико И.И.

гр. РМмз-18-3, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

КРИТЕРИИ ВЫБОРА ОБЪЕКТА ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ МГРП НА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Аннотация. *В данной статье рассмотрены критерии выбора объекта для применения технологии мгрп на нефтяных и газовых месторождениях.*

Ключевые слова: *нефтяные и газовые месторождения, технологии МГРП, ГПР.*

Annotation. *This article discusses the criteria for selecting an object for applying mgrp technology in oil and gas fields.*

Key words: *oil and gas deposits, the technology of multistage fracturing operations, the PGR.*

Технология проведения селективного ГРП подразумевает под собой спуск в скважину механической двух-пакерной компоновки для изоляции интересующего интервала с его последующей стимуляцией.

Применяется на вертикальных и наклонно-направленных скважинах.

К условиям применения применяемой технологии относятся следующие условия:

- глубина скважины по вертикали не более 2000 м.;
- максимальный угол в ИП – 15 градусов;
- максимальный угол по стволу скважины – 35 градусов;
- интенсивность набора кривизны – 3 гр/10м.;
- зумпф должен составлять не менее 3 метров;
- постоянное наличие на скважине подъемника бригады КРС, с грузоподъемностью не менее 80 т;
- наличие жесткого цемента в интервале посадки пакеров;
- перед спуском пакера скважина должна быть дважды прорайбирована в интервале прохождения селективного пакера;
- скреперование интервала посадки пакера пять раз, с промывкой до выхода чистой технологической жидкости;
- поддерживать скорость спуска компоновки не более 0,25 м/сек.; в интервале максимальной интенсивности кривизны и интервалах перфорации не более 0,1 м/сек;
- необходимо избегать посадки пакеров на муфту ЭК;
- максимальное количество проппанта 120 т на спуск НКТ (без поднятия и осмотра компоновки);
- рекомендуемая максимальная высота не более 60 м между пакерами;
- расстояние между пакерами должно быть минимум на 6 м больше самого длинного интервала перфорации [5].

Влияние геолого-технологических факторов на эффективность применения исследуемой технологии

Эффективность применения технологии МГРП зависит от следующих факторов:

- геологических;
- технологических;
- технических.

Основным фактором, влияющим на эффективность проведения гидравлического разрыва пласта, является тип пласта, расчлененность пласта и неоднородность по простиранию.

Вышеуказанные параметры позволяют обеспечить высокую эффективность гидравлического разрыва пласта за счет приобщения к разработке зон, ранее не дренируемых. Также немаловажную роль играют толщина пласта и выдержанность экранов, которые разделяют продуктивный пласт сверху и снизу от газонасыщенных или водонасыщенных коллекторов, которая должна быть не менее 4-6 м.

Еще одним фактором оказывающим значительное влияние на проведение ГТМ в виде МГРП является режим работы пласта. При удачном и верно рассчитанном ГРП, самый максимальный эффект будет достигнут при режимах пласта с создаваемым большим пластовым давлением, а именно при жестко водонапорном, водогазонапорных режимах режиме газовой шапки. Тем не менее, при перечисленных режимах работы пласта, проведение операций ГРП сопутствуют большим рискам, поскольку при этих режимах есть большая вероятность прорыва, как подошвенной воды, так и нагнетаемой воды по трещинам ГРП в скважину, после чего последует значительный рост обводненности добываемой продукции, а также возможен полный обрыв подачи по нефти. После проведения МГРП, при полной обводненности одной из зоны стимулирования пласта, обводнена будет вся скважинная продукция. Аналогичная ситуация обстоит и с жестко-газонапорным и с режимом газовой шапки.

При различных режимах пласта эффективность ГТМ в виде гидравлического разрыва пласта будет различной, так в пластах с аномально высоким пластовым давлением эффект от ГРП будет в разы больше чем, при нормальном давлении, потому что при выполнении ГРП в пластах с АВПД создается намного большая депрессия на пласт, чем при проведении той же операции ГРП на пласт с пластовым давлением превышающим гидростатическое.

Степень истощенности пласта, так же является фактором влияющим на эффективность ГРП. Для получения положительно эффекта от проведения операции ГРП, выработанность извлекаемых запасов пласта не должна превышать 30 процентов. Проводить ГРП в сильно истощенном пласте не даёт столь значительного эффекта.

Коллекторские свойства пласта немаловажны для успешного выполнения гидроравлического разрыва пласта. Проницаемость пласта не должна превышать 30мД при вязкости нефти до 5 спз, а при проницаемости 30-50 мД вязкости нефти должна составлять до 50 спз. В пластах, которые имеют более высокую проницаемость, эффективны короткие трещины, но этом случае ГРП выступает в роли метода интенсификации притока к

скважине, а не как метод увеличения нефтеотдачи, то есть выступает как средство обработки призабойной зоны.

Водонефтяной и газонефтяной контакт так же выступают в роли фактора влияющего на благоприятность проведения ГРП, поскольку высок риск прорыва воды или газа в скважину. Также, неэффективно проводить ГРП в скважинах, пробуренных в непосредственной близости от скважин ППД, так как возможно преждевременное обводнение продукции, потому что вода из ППД может прорваться в добывающую скважину, и операция ГРП будет неэффективной. Самым наилучшим вариантом гидравлического разрыва пласта в добывающих скважинах, является проведение операций по стимуляции пласта в скважинах, расположенных в ЧНЗ, вдали от скважин ППД и вскрывающих продуктивный пласт в месте наибольшей мощности.

Одним из наиболее значимых пунктов, учитываемых при выборе скважины-кандидата под гидравлический разрыв пласта, является дебит скважины до мероприятия. ГРП проводят в малодебитных скважинах с невысоким процентом обводненности, что в свою очередь позволяет повысить ее производительность, а парой вернуть к жизни.

В настоящее время для достижения максимальной эффективности гидравлический разрыв пласта применяют на введенных из бурения скважинах с достаточно высоким дебитом. Данный способ доказал свою технологическую и финансовую эффективность на многих месторождениях не только России, но и на за рубежом.

Технологические факторы являются немаловажной составляющей успеха проведения гидравлического разрыва пласта. Для успешного проведения ГРП необходимо грамотное проведение подготовительных работ, и уделить особое внимание следующим параметрам:

- избирательность разрыва;
- величины давления ГРП;
- темпа закачки рабочих жидкостей и закрепляющего агента;
- свойств и количества рабочих жидкостей и закрепляющего агента.

Все вышеперечисленные параметры должны быть подобраны оптимальным образом путем детального анализа пласта, его рода, режима и ФЕС для достижения максимальной эффективности операции ГРП. Только совместный учет всех геологических, технологических и технических факторов позволит рассчитывать на максимальную эффективность проведения гидравлического разрыва пласта.

Список использованной литературы

1. Гнездов, А.В. Краткий анализ технологий и результатов гидроразрыва пласта / А.В. Гнездов, Р.Ф. Ильгильдин // Нефтепромысловое дело. - 2008.-№ 11. - С. 78-80.

2. Говзич А.Н., Билинчук А.В., Файзуллин И.Г. Опыт проведения многостадийных ГРП в горизонтальных скважинах ОАО «Газпром нефть» // Нефтяное хозяйство. – 2012. – No 12. – С. 59–61.

3. Дейк Л. П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений – Москва: "Премиум Инжиниринг", 2014. – 549 с.

4. Кудря С.С. Опыт проведения МГРП с 20-ю и более стадиями на Самотлорском месторождении [Текст]/ Кудря С.С. // Инженерная практика. - 2014. - № 12. - С. 78-83.

5. Телков, А.П. Образование трещин в продуктивном пласте при гидравлическом разрыве Текст. / А.П. Телков, Н.С. Грачева, К.О. Каширина // Газовая промышленность. 2008. - № 3. - С. 17–20.

УДК 622

Удовико И.И.

гр. РМмз-18-3, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

ФОРМИРОВАНИЕ КОМПЛЕКСА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ВНЕДРЕНИЮ ИССЛЕДУЕМОЙ ТЕХНОЛОГИИ МГРП НА НА ОБЪЕКТЕ РАЗРАБОТКИ

Аннотация. *При проведении первого ГРП для отсечения стимулированного интервала использовали установки песчаного моста, затем проводился технологический отстой для полного распада жидкости разрыва и закрытия трещины. После проводили опрессовку песчаного моста, активировали разрывную муфту ГРП поднятием давления с последующим проведением ГРП.*

Ключевые слова: *ГПР, ОПР, опрессовка.*

Annotation. *During the first hydraulic fracturing, sand bridge installations were used to cut off the stimulated interval, then technological sludge was carried out to completely disintegrate the fracture fluid and close the crack. After that, the sand bridge was crimped, the hydraulic fracturing coupling was activated by raising the pressure, followed by hydraulic fracturing.*

Key words: *GPR, OPR, crimping.*

С декабря 2011г. по февраль 2012г. провели ОПР на скважинах ЗБС с включенными в оснастку разрывными муфтами. Проводились двух и трех стадийные ГРП. Все скважины имели в оснастке фильтр и муфты BPS. ГС составлял 150 – 200 метров. Для разобщения интервалов использовали разбухающих или гидравлических заколонных пакеров, так как цементаж хвостовика производили только до кровли пласта. Отсечение первой стадии

фильтра осуществлялось с помощью подачи растворимых шаров в конце проппантных стадий. ОПР показали положительные моменты и отрицательные стороны данной технологии:

Плюсы технологии:

- гидравлический разрыв пласта проводится на разрывных муфтах различных компаний;

- время ГРП занимало от 8 до 20 часов;

- хвостовика остается равнопроходным;

- использование стандартного оборудования КРС.

Отрицательные моменты:

- большая трата времени на герметизацию первой стадии;

- при получении стопа, возможна активации муфты BPS;

- давление при закачке первого ГРП не должно превышать, давления раскрытия муфт следующих стадий.

ОПР показали, что освоения скважины с применением новой технологии в среднем на 10 суток меньше, чем с методом многоподходного поинтервального стимулирования ГС. По АВ11-2 получили неоднозначные результаты, так как данные скважины были пробурены в одном районе и в течение месяца, в результате высокого газового фактора на многих скважинах дебиты были заперты газом. Несмотря на полученные результаты, была поставлена амбициозная задача ускорения процессов ГРП и освоения.

Для сокращения времени выполнения ГРП стали применять в 2012 году чашечный пакер. В горизонтальной части хвостовика использовали 6 разрывных муфт с давлением активации 450 атм. и 6 заколонных разбухающих пакера для разобщения интервалов друг от друга. Горизонтальный участок составлял 550 м, а расстояние между муфтами составляло от 63 до 97 метров. Для правильного позиционирования чашечного пакера перед муфтами ГРП за одну трубу ставился реперный патрубок 3м. В состав чашечного пакера входил механический локатор муфт, который при подъеме на НКТ или ГНКТ, создает дополнительную затяжку 2-3 т на стыках муфт хвостовика, таким образом, инструмент позиционируется на нужную муфту.

Все ГРП были выполнены менее чем за 200 часов с суммарной закачкой 115 т. проппанта и плюс время, затраченное на два СПО чашечного пакера для его ревизии. Конструкция пакера такова, что после проведения ГРП технологический остаток проппанта можно вымыть обратно на поверхность методом обратной промывке и хвостовик остается чистым без проппанта.

Данная технология подтвердила свою эффективность, так как срезу после подъема пакера С2С был произведен спуск насоса и запуск скважины в работу. Скважина уже на вторые сутки вывода на режим дала продукцию в 3 раза выше соседних скважин.

За 2012 года провели 6 скважин с многостадийными ГРП по технологи разрывных муфт (BPS) и чашечного пакера (С2С), количество стадий составляло от пяти до семи на скважину, суммарная закачка доходила до 300 т на скважину.

Конструкция хвостовика представляла собой как разобщение интервалов заколонными пакерами (гидравлическими и разбухающими), так и полное цементирование горизонтальной части. В случае разобщения заколонного пространства пакерами, трещина образуется в местах с наименьшими стрессами, в любой точке между заколонными пакерами. Положительные стороны применения чашечного пакера как часть технологии МГРП BPS:

- нет необходимости проводить нормализацию хвостовика после всех стадий ГРП;

- отсутствие кольматации пласта;

- при получении преждевременной остановки при проведении ГРП есть возможность вымыть проппант в НКТ обратной промывкой;

- работы можно проводить бригадой КРС, без привлечения дорогостоющего ГНКТ;

- быстрый вывод скважины на режим после проведения всех операций ГРП;

- при обводнении интервалов существует возможность их отсечение с помощью позиционирования данного пакера на обводненный участок с последующей закачкой составов ОВП или цемента.

К отрицательные моментам следует отнести следующие особенности:

- при закачках большого объема проппанта происходит промыв его уплотнительных элементов.

- чашечный пакер подвергается механическим повреждениям при спуске в скважину, особенно если есть наличии металла, клямс, различного рода вставок, плашек от гидроключей и прочего мусора в скважине.

Но, не смотря на отрицательные моменты на скважинах, в которых стимуляция была проведена через чашечный пакер были получены лучшие результаты по запускным параметрам работы скважины.

Проведение опытно-промышленных работ по данной технологии подтвердило правильный выбор технологии для Самотлорского месторождения, было достигнуто сокращение сроков освоения, снижение затрат с достижением больших индексов продуктивности в сравнении с другими видами технологий МГРП.

В начале 2013 технологиям перешла из разряда ОПР в тиражирование и стала основной на ряду с применением муфт ГРП активируемые сбросом шара.

До середины 2014 постоянно происходили доработки чашечного пакера к условиям сильно пониженных пластовых давлений на Самотлорском месторождении. Первое поколение чашечных пакеров успешно работало только на объектах, где пластовое давление было не менее 80 процентов от первоначального. В условиях пониженного давления проявлялись его недостатки, а именно невозможность перевода чашек в транспортное положение что вызывало эффект поршневания при перемещении пакера вдоль ствола, что в последствии вызывало разрушение герметизирующих элементов. В результате приходилось производить подъем пакера для ревизии. Количество выполненных ГРП за один спуск пакера варьировалось от двух до трех стадий в этот период.

С учетом накопленного опыта и геологических особенностей Самотлорского месторождения в конструкцию пакера были внесены изменения. В 2014 году испытали чашечный пакер нового образцакоторый позволил выполнять за одну СПО до восьми стадий, что составляло максимальное количество зон на тот промежуток времени, сократились и сроки освоения скважины с 25 до 10 суток, при этом среднее количество стадий осталось на уровне пяти на скважину.

С третьего квартала 2014 года начали проводить работы по увеличению стадийности без увеличения длины горизонтального участка. Это было связно с необходимостью поддержания планового дебета нефти в условиях ухудшения коллекторских свойств объектов стимуляции в совокупности с ростом обводненности продукции.

Технико-технологические требования и контроль при реализации процесса

Накопленный опыт позволил систематизировать проблемы и осложнения при осуществлении МГРП, выработать технические решения с применением современных технологий, а также разработать рекомендации и требования:

К общим требованиям к организации работ относятся:

- наличие действующих лицензий и разрешительных документов на весь период оказания услуг по предмету рассматриваемого лота;

- подрядная организация самостоятельно обеспечивает себя всем необходимым транспортом, технологическим оборудованием и материалами (вода, хим. реагенты и проппант) для выполнения работ по ГРП;

- наличие круглосуточной диспетчерской службы;

- своевременное внесение данных по текущим работам на скважинах в программный комплекс атолл;

- наличие техники для параллельной подготовки к ГРП не менее 3 скважин со средним объёмом проппанта в соответствии с лотом (перевоз емкостей, затарка и нагрев жидкости для ГРП, завоз бункеров и загрузка проппанта) ;

- перед началом проведения работ необходимо предоставить результаты испытаний остаточной проводимости и проницаемости всех рецептур технологических жидкостей. применение технологий, направленных на улучшение остаточной проводимости трещины, контроль выноса проппанта;

- основная загрузка гелланта 30 фунтов/1000 галлонов (3,6 кг/м3). применение верхнего ряда планки гуаровых полимеров типа hpg, cmhpg, unipol или аналог;

- использование полимерного (rcp) проппанта;

- производство и анализ мини ГРП, редизайн по результатам мини ГРП;

- анализ мини ГРП;

- недопродавка при всех ГРП не более 500кг;

- использование технологии tip screen out на хорошо и среднепроницаемые пластах;

- для выполнения работ по ГРП по данной закупке необходимо наличие не менее трех флотов ГРП единовременно. срок эксплуатации каждого флота не должен превышать 3 года;

- наличие базы для хранения оборудования и хим. реагентов в регионе проведения работ;

- оптимизация трещины по дизайну, параметры трещины направлены на максимизацию, при отсутствии прочих ограничений;

- применение альтернативных технологий создания песконосителя (ГРП на пав, пенный ГРП, модифицированные полимеры, биополимеры);

- возможность использования штуцерных колодок для форсированного или пошагового закрытия трещины после ГРП;

- применении новых технологий, направленных на повышение эффективности ГРП;

- производительность: 15-20 операций ГРП в месяц на 1 флот;

- обеспечение возможности оперативного проведения полного комплекса тестов жидкостей ГРП, проппантов и т.д. в стационарной лаборатории в регионе производства работ;

- соблюдение требований актуальной версии технологической инструкции компании «обеспечение и контроль качества при ГРП».

К требования предоставляемым к флоту ГРП следует отнести:

- наличие и обязательное использование оборудования для приготовления линейного геля непосредственно в процессе закачки;

- основное оборудование ГРП (насосы, блендер, станция контроля, гидратационная установка, манифольд) должны быть смонтированы на шасси повышенной проходимости с колёсной формулой 6х6 или 8х6;

- наличие оборудования для подачи жидких и сухих добавок в поток с обязательной регистрацией и записью параметров;

- применение плотномеров на для контроля над концентрацией проппанта;

- управление насосным и прочим оборудованием из закрытого помещения с обязательным климат-контролем;

- наличие осветительного оборудования, для обеспечения достаточного уровня освещенности при проведении ГРП в ночное время;

- наличие работоспособных уровнемеров на емкостях для жидкости ГРП, исключающее необходимость подъема персонала на емкости для проверки уровня в процессе ГРП;

- ёмкости ГРП имеют ограждения тоннельного и перильного типа;

- каждый флот ГРП должен быть оснащен пяти плунжерными насосами (либо сдвоенными трех плунжерными) высокого давления мощностью не менее 2000 л.с, рассчитанным на рабочее давление 1050 атм и производительностью до 2.17 (2.44) м3/мин. суммарная мощность на один флот ГРП не менее 10000 л.с;

- блендер с расходом до 15 м3/мин;

- каждый насос имеет автоматическое аварийное отключение или переключение насоса при избыточном давлении, обратный клапан на линии высокого давления к манифольду и запорный клапан на линии высокого давления к манифольду;

- наличие датчиков давления на линии закачки и линии затрубного пространства;

- линия затрубного пространства снабжена клапаном сброса давления (разгрузочным клапаном);

- использование вакуумной установки для сбора остатков геля ГРП, утилизация остатков геля после ГРП;

- способность закачки до 200 тонн проппанта за один ГРП одним флотом без привлечения дополнительного оборудования. обеспечение варьированной скорости расхода от 1,8 до 10 м3/мин);

- отображение и запись всей графическую информацию в режиме реального времени;

- наличие двухсторонней радиосвязи между всеми членами бригады;

- запись и отображение двух концентраций проппанта и сумматоров с двух отдельных источников, наличие двух записей подачи смеси, двух устьевых давлений ГРП,

запись и отображение затрубного давления, запись и отображение концентрации всех химдобавок и их сумматоров от магнитного расходомера чистой жидкости;

- проведение оперативного тестирования образцов геля со скважины в стационарной лаборатории при получении преждевременных остановок при ГРП;

- средний возраст основного оборудования для ГРП (блендер, насосные агрегаты, станция хим. добавок) не должен превышать трех лет;

- наличие обогреваемой хим.машины;

- наличие при полевой лаборатории квалифицированного специалиста, для тестирования качества жидкостей и пропантов (на каждый флот);

- блендер имеет расходомеры для измерения чистого геля и два расходомера для геля с проппантом (добавками);

- возможность вводить график и запускать блендер в автоматическом режиме;

- возможность подачи проппанта с концентрацией от 50 до 1600 кг/м3;

- наличие на кусту насосного оборудования с запасом мощности не менее 20% от требуемой по дизайну ГРП;

- размещение полевой химической лаборатории в специально предназначенном для нее транспортном средстве.

К оборудованию используемое для проведения операций ГРП относят:

- прокат и завоз оборудования для ГРП на скважину (устьевая арматура, нкт, пакер, хвостовик, подгоночные патрубки, переводники)

- наличие парка вертикальных емкостей общим объемом 1500 м3 на каждый флот;

- наличие стационарной лаборатории тестирования качества геля на ротационном вискозиметре типа fann-50 или аналогом в регионе проведения работ с конфигурацией r1-b5/r1-b5x, количество ротационных вискозиметров должно быть не менее одного на два флота ГРП.

- все элементы линий высокого давления и устьевой арматуры должны иметь идентификационные номера, указанные в паспорте и нанесенные тиснением на металлические бандажные ремни;

- обязательно наличие детального инвентарного списка всех элементов технологической обвязки и соединений высокого давления, а также результатов испытаний толщины стенок и испытаний на целостность (магнитная дефектоскопия или другие методы неразрушающего контроля). неразрушающему контролю также должны подвергаться все насосы высокого давления (трех и пяти плунжерные), в том числе заглушки на линии высокого давления. данные испытания должны проводиться в соответствии с требованиями изготовителей, не реже, чем один раз в 12 месяцев. результаты испытаний, а также

информация о минимально допустимых толщинах стенки должны быть доступны для ознакомления. все элементы высокого давления должны подвергаться опрессовке на 1000 атм, не реже чем 1 раз в 12 месяцев;

- необходимо применение технологий сокращения цикла ГРП на многопластовых скважинах (2 и более зон) использованием гидропескоструйной перфорации с помощью гнкт. типоразмер гнкт для проведения гидропескоструйной перфорации - 1,5”. необходимо приложить документы о наличие оборудования и опыта проведения работ;

- для многостадийных ГРП на горизонтальных скважинах, необходимо наличие оборудования для подачи шаров различного диаметра для перехода между зонами ГРП, по 3 подвески нкт диаметром 114 мм на флот по 3500м каждая, подвесных патрубков и переводников группы прочности не ниже р-110, фонтанной арматуры с внутренним диаметром равным внутреннему диаметру нкт;

- наличие минимум 15 рабочих комплектов подвесок нкт диаметром 89мм по 3500 м каждая, переводников, подвесных и подгоночных патрубков, на каждый флот;

- обязательное наличие оборудования для разогрева воды в зимний период.

Данные по дизайну для расчёта стоимости ГРП представлены (таблица 1.1)

Таблица 1.1 – Данные по дизайну ГРП

Средние статистичесике значения	Самотлорское месторождение
Количество геля на 1 тонну пропанта, м3/тн.	5
Глубина спуска НКТ, м.	1800
Интервал перфорации, м.	4
Эффективность жидкости, %	44
Пластовая температура	50
Загрузка геланта, кг/м3	2,8
Брейкер сухой капсулированный, кг/м3	1
Брейкер жидкий, л/м3	0.9
Проницаемость пласта, мДс.	3
Пластовое давление , Атм.	120
Вертикальная глубина до кровли пласта, м.	1300
Эффективная мощность пласта, м.	6
Общая мощность пласта, м.	20
RCP пропант, %	15
Средний расход, м3/мин.	2,5

К требованиям промышленной безопасности следует отнести:

- оснащённость бортовых систем мониторинга транспортных средств всех транспортных средств. Оснащенность ремнями безопасности всех транспортных средств;

- применение сертифицированных технических устройств [29].

Список использованной литературы

1. Гнездов, А.В. Краткий анализ технологий и результатов гидроразрыва пласта / А.В. Гнездов, Р.Ф. Ильгильдин // Нефтепромысловое дело. - 2008.-№ 11. - С. 78-80.

2. Говзич А.Н., Билинчук А.В., Файзуллин И.Г. Опыт проведения многостадийных ГРП в горизонтальных скважинах ОАО «Газпром нефть» // Нефтяное хозяйство. – 2012. – No 12. – С. 59–61.

3. Дейк Л. П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений – Москва: "Премиум Инжиниринг", 2014. – 549 с.

4. Кудря С.С. Опыт проведения МГРП с 20-ю и более стадиями на Самотлорском месторождении [Текст]/ Кудря С.С. // Инженерная практика. - 2014. - № 12. - С. 78-83.

5. Телков, А.П. Образование трещин в продуктивном пласте при гидравлическом разрыве Текст. / А.П. Телков, Н.С. Грачева, К.О. Каширина // Газовая промышленность. 2008. - № 3. - С. 17–20.

УДК 622

Шихшаидов Г.Д.

гр. РМмз-18, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ МСГРП НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Аннотация. *Многостадийный гидроразрыв пласта (МСГРП) - одна из самых передовых технологий в нефтяной отрасли промышленности, наиболее эффективная для горизонтальных скважин.*

Ключевые слова: *МСГРП, нефтяные месторождения, гидроразрыв.*

Annotation. *Multi-stage hydraulic fracturing (MSGRP) is one of the most advanced technologies in the oil industry and the most effective for horizontal wells.*

Key words: *MSGRP, oil fields, hydraulic fracturing.*

В пробуренных в нескольких пластах горизонтальных скважинах, имеется возможность поинтервального гидроразрыва, в каждом стимулируемом интервале с помощью системы затрубного пакера для необсаженных стволов.

Монтаж этой системы предполагает применение специального хвостовика.

Этот хвостовик снабжен отверстиями, которые после спуска хвостовика располагаются напротив каждого из интервалов, изолированных затрубными пакерами. Гидроразрыв этих интервалах производится поочередно, начиная от забоя скважины.

Для реальной оптимизации многоступенчатых обработок для интенсификации притока из нетрадиционных коллекторов нужно отойти от предположения о том, что успех определяется только быстротой выполнения работ и начала добычи. Но для каждой

технологии присуща вероятность осложнение, и в этой теме будут рассмотрены осложнения и методы борьбы с ними.

Зарубежный опыт применения технологии

Двумя чрезвычайно важными и критическими свойствами нетрадиционных коллекторов являются весьма малые размеры пор и низкая проницаемость по сравнению с традиционными коллекторами. Слишком низкая проницаемость может существенно затруднять фильтрацию углеводородов в недрах пласта, это означает, что извлечь углеводороды можно исключительно за счет разрушения пласта естественным или искусственным путем. Гидроразрыв пласта является основным методом для этого.

Параметр	Ед.изм.	Доманиковые отложения	Shaly Carbonates
Глубина залегания	м	1700-1800	1600-1700
Нефтенасыщенная толщина	м	7-35	9-21
Температура пласта	^{0}C	35	70
Проницаемость	мД	0.001-1	0.001-0.2
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	20-35	1.3-10
Градиент давления по глубине	МПа/м	0.0094	0.0094-0.01
Начальное пластовое давление	МПа	16-17	15-16
Начальная нефтенасыщенность	%	60-90	40-80
Пористость	%	6-15	6-10
T_{max}	^{0}C	420-433	427-440
TOC	%	2-20	4-12
Глинистость	%	2-18	4-25
Тип керогена	-	I, II	I, II

Рисунок 1.1. Геолого-физические характеристики доманиковых отложений в РТ и Шэли Карбонэйтс в США

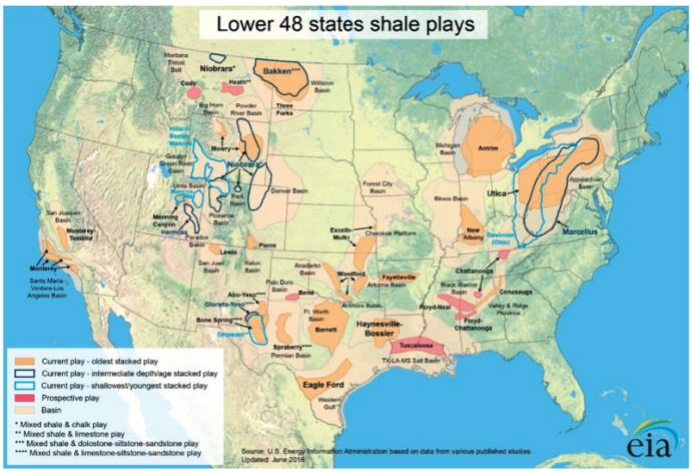


Рисунок. 1.2. Провинции сланцевых и плотных коллекторов нефтяных и газовых месторождений в Америке (по данным Energy Information Administration)

Аналитические работы, проводящиеся перед моделированием МСГРП в Америке, показывают, что базовый набор всех исследований состоит из следующих технологий:

1. Scanning Electron Microscopy - растровый электронный сканирующий микроскоп, который определяет структуру породы и ее состав на уровне пор. Отдельное внимание обращается на глинистые включения.

2. Thin Section Petrography – тонкослойная петрография, которая детально описывает структуру, скелет породы, системы пор и минералов.

3. X-Ray Powder Diffraction – служит для определения состава и структуры пород

4. Total Organic Carbon – необходим для проведения теста на содержание органического вещества

5. Vitrine Reflectance – необходим для проведения теста на определение отражательной способности витринита определяют зрелость керогена.

6. Routine Core Analysis - служит для измерения свойств образцов керна и для построения петрофизических моделей.

7. Proppant Embedment Test - необходима для тестирования на вдавливаемость проппанта в трещины.

8. Critical Salinity Test – комплексный подбор оптимальных реагентов для МСГРП

9. Фиксация депрессий

10. Установление три аксиального модуля Юнга, коэффициента Пуассона, вертикальных и горизонтальных стрессов пластов.

Также возможно проведение дополнительных (специальных) исследований.

В целом, комплекс вышеизложенных мероприятий дозволяет исключать тех. риски и повышать экономические эффективности проектов.

Итоги мероприятий, проведенных в Америке на коллекторах Шэли Карбонэйтс удивляют. МСГРП проведённый на стволе длинной 1900-3400 метров в 10-25 стадий, даёт первоначальный дебит в размере от 140-200 тонн в сутки. Основную часть нефти добывают в первые год, полтора. По истечению полутора лет резко начинает падать давление пластовое и дебит. Спустя два-три года делают повторный МСГРП, целью которого является продление экономического рентабельного срока эксплуатации ещё на два – три года. Все это позволяет при затратах на бурение в размере в среднем 4 млн. $ (около 240 млн. руб.) окупить капитальные затраты за 6-12 месяцев. При этом после 3-5 лет после ввода скважины в эксплуатацию индекс доходности затрат составляет 2,0-2,5 д.ед.

Сравнение данных показателей с МСГРП, выполненным в 2014 г. на скважине 2937Г доманиковых отложений (данково-лебедянский горизонт) Тевлинского нефтяного месторождения. Длина ствола 42 метров, 5 стадиий МСГРП, дебит (начальный) нефти 14 тонн в сутки. Расходы на бурение, заканчивание скважины и проведение кислотного МСГРП составили примерно 1500000 $ (около 99000000 руб.), предполагаемый период

окупаемости – 6-11 лет. Таким образом, при пересчёте дебита нефти одной скважины в Шэли Карбонэйтс при длине 280 метров в четыре этапа МСГРП, примерно получаем от двадцати до двадцати пяти тонн в сутки, и это можно принять за потенц. дебит скважины 2937Г для доманиковых отложений. Для достижения подобного дебита, возможно, требовалось использование больших объемов кислоты; проппанта, дополнительных исследований и тщательного подбора рабочих жидкостей.

Данный вопрос требует изучения. Следует отметить, что несмотря на огромный опыт американцев в области МСГРП в нефтематеринских отложениях, в России также проводятся (ОПР). Тем не менее, обзор литературы показывает, что большинство работ относятся к традиционным слабопроницаемым коллекторам (0,1-5 мД). Нефтяные компании ПАО «НК Роснефть», ПАО «Газпромнефть», ПАО «Лукойл», ОАО «Х», а также их подразделения с 2013 г. проводят в плотных коллекторах как кислотный, так и пропантный МСГРП в среднем по 4-8 стадий на скважину. Сравнение с вертикальными нестимулированными скважинами показывает, что дебит нефти ГС с МСГРП выше в среднем в 4 раза.

Отечественный опыт

Массовое применение технологии многоступенчатого (многостадийного) гидроразрыва пласта (МСГРП) началось на заре XXI века, однако сейчас этот метод в арсенале всех ведущих нефтесервисных компаний мира. Компания Шлюмберже исполнила более 50000 операций МСГРП, Хэллибёртон — более 5000 операций, Вэзерфорд — более 3,5 тыс.

В «Газпром нефти» освоение технологии только началось, но для компании эта задача крайне важна: часть действующих месторождений находится на стадии падающий добычи, но при этом значительны запасы, которые невозможно вовлечь в разработку традиционными методами. Именно на одном из таких активов — Вынгапуровском нефтегазовом месторождении — «Газпром нефть» и приступила в 2011 году к опытно-промышленным работам по МСГРП.

Технология проведения многоступенчатых ГРП применяется при заканчивании горизонтальных скважин, позволяя увеличить площадь контакта с продуктивным пластом. Несмотря на то что методики проведения традиционного и многостадийного гидроразрывов в основе своей схожи, отличия все же существенны. По словам главного специалиста «Газпромнефть НТЦ» Руслана Кайбышева, операция многостадийного ГРП — сложная и высокотехнологичная процедура, выполнять которую способен узкий круг компаний, располагающих квалифицированным персоналом: «Для России проведение

таких операций еще в новинку, их стоимость пока достаточно высока, до конца отработаны не все технологические и технические моменты по применению МСГРП на действующих месторождениях, соответственно, основная задача — сделать эту методику массовой, а значит, менее затратной».

Существуют два основных вида МСГРП — так называемая общая технология и операция с использованием пакерных компоновок. Общая технология предусматривает

скважину специальной насадки, которая при движении в горизонтальной цементированной части с помощью закачки проппанта осуществляет многократный разрыв пласта, создавая высокопроводящие трещины в нефтенасыщенном коллекторе и тем самым интенсифицируя приток углеводородов.

При использовании пакерных компоновок в горизонтальную часть скважины опускается хвостовик (лайнер) с циркуляционными муфтами и системой заколонных пакеров для изоляции интервалов. Оборудованный муфтами хвостовик в начальный момент герметичен и связь внутрискважинного пространства с заколонным отсутствует. В ходе операции в поток жидкости ГРП направляются шары калиброванного размера по принципу матрешки, начиная с самого малого диаметра, которые, «садясь» в седла, расположенные в муфтах, и открывают их, обеспечивая сообщение с пластом для дальнейшего проведения операции. Таким образом, по завершении каждой стадии гидроразрыва сброшенный в скважину шар изолирует предыдущий интервал и открывает порты в хвостовике напротив следующего интервала обработки, что и позволяет сформировать запланированное число трещин вдоль горизонтальной части ствола скважины. Теоретически количество интервалов в горизонтальных скважинах может исчисляться десятками, но при разработке месторождений в Западной Сибири обычно используются от двух до пяти интервалов, благодаря которым создается система трещин высокой проводимости, существенно придавая прирост флюидов.

Для проведения многостадийного гидроразрыва, несмотря на высокую стоимость операции, есть серьезное экономическое обоснование. Эффект достигается за счет бурения одной горизонтальной скважины вместо, как минимум, двух наклонно-направленных и проведения в них стандартного гидроразрыва.

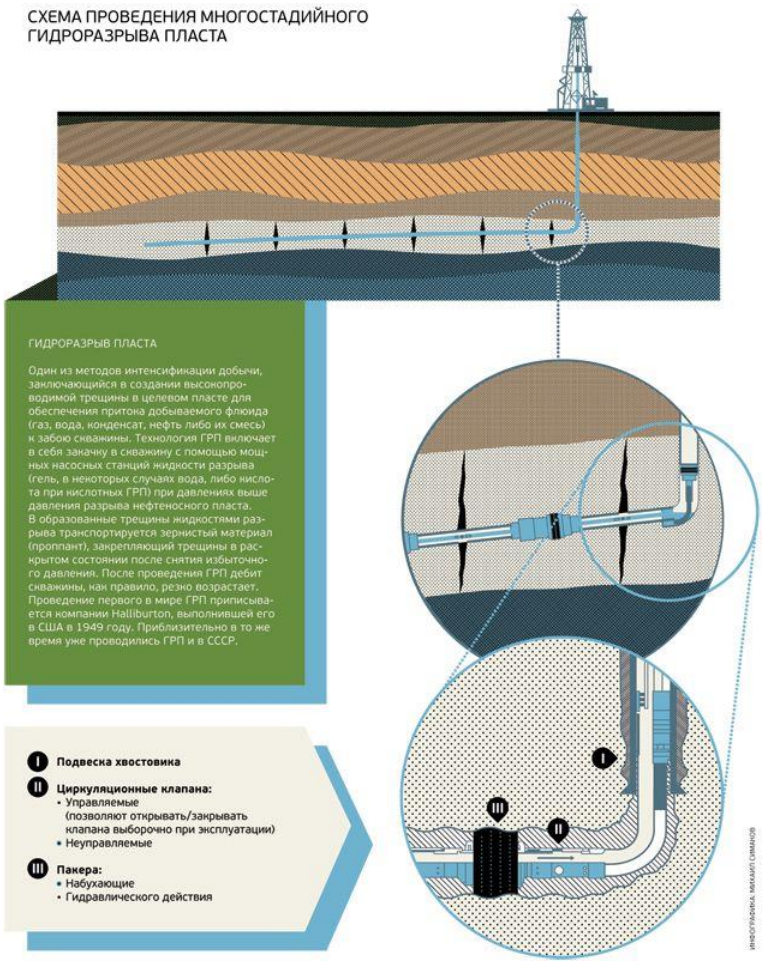


Рисунок 1.3 – Схема проведения МСГРП

До конца 2012 года на месторождениях «Муравленковскнефти» и «ГазпромнефтьНоябрьскнефтегаза» предполагается провести еще не менее восьми операций многостадийного гидроразрыва пласта

Для реализации первого пилотного проекта «Газпром нефти» на Вынгапуровском месторождении была выбрана технология проведения многоступенчатой операции гидроразрыва в горизонтальной скважине с использованием разбухающих пакеров из эластомеров. «В расчетах и проектировании операции многоступенчатого гидроразрыва пласта принимали участие геологи, геофизики, разработчики и технологи Научно-технического центра компании и „Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаза“. Это был первый опыт, по сути — эксперимент в полевых условиях, — рассказал начальник отдела ГРП и интенсификации „Газпромнефть НТЦ“ Ильдар Файзуллин. — На момент начала расчетов в России была проведена всего одна операция с использованием этой технологии, информации был минимум. Мы многому научились на Вынгапуре».

Сначала были построены геологическая и гидродинамическая модели участка, выбранного для проведения операции, обоснованы количество и длина трещин, произведен

расчет накопленной добычи с использованием гидродинамической модели. Местом проведения операции стала скважина 6363/80 с 500-метровым горизонтальным участком, где был осуществлен трехстадийный гидроразрыв пласта. В среднем на каждой стадии в пласт закачивалось до 70 тонн проппанта.

При проведении многостадийного ГРП на Вынгапуре были отработаны все этапы операции, ряд процедур осуществлялся как в автоматическом, так и в ручном режиме. Конечно, возникали и обычные в таких случаях непредвиденные ситуации, когда некоторые технологические процедуры приходилось осуществлять повторно, однако по результатам проведения первой в истории компании операции МГРП было принято решение о продолжении опытно-промышленных работ в 2012 году на Приобском месторождении в ХМАО и Вынгаяхинском в ЯНАО.

Список использованной литературы

1. Хисамов Р.С., Ахметгареев В.В., Хакимов С.С., Кенжеханов Ш.Ш. Технология многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах: опыт разработки коллекторов Shaly Carbonates в США и возможность адаптации для месторождений Республики Татарстан. Георесурсы. 2017. Т. 19. № 3. Ч. 1. С. 186-190.

2. Тихонов А.Е, Копейкин И.С., Булюкова Ф.З. Причины отказа оборудования нижней части компоновки многостадийного разрыва пласта при спуске в необсаженную горизонтальную скважину/ Нефтегазовое дело, №1, 2017, с.62-76.

3. Романова Е.В., Сергеев В.Л. Адаптивная интерпретация кривой восстановления давления горизонтальных скважин с диагностикой потоков // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 323. №5. – С. 20-25.

4. Телков А.П., Грачев С.И., Гаврилов Е.И., Дубков И.Б., Краснова Т.Л. Пространственная фильтрация и прикладные задачи разработки нефтегазоконден-сатных месторождений и нефтегазодобычи. – Тюмень, ООО НИПИКБС – Т. 2008.– 460 с.

5. Мешков В.М., Шубенок Д.С. Оценка эффективности гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах на основе термогидродинамических исследований // "Нефтяное хозяйство", № 7, 2008.

УДК 622

Шихшаидов Г.Д.

гр. РМмз-18, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

СУЩНОСТЬ И ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ ТЕХНОЛОГИИ МСГРП НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Аннотация. *Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является эффективным и распространенным методом интенсификации добычи нефти при разработке низкопроницаемых коллекторов. Многостадийный ГРП (МГРП) – последовательное проведение гидроразрывов пласта в одной скважине. В настоящее время применение ГРП в наклонно направленных скважинах не всегда обеспечивает рентабельность разработки. Одним из способов поддержания рентабельных уровней добычи является применение новых систем заканчивания скважин, в том числе горизонтальных скважин (ГС) с МГРП.*

Ключевые слова: *МГРП, ГПР, гидроразрывы пластов.*

Annotation. *Hydraulic fracturing (hydraulic fracturing) is an effective and common method of intensifying oil production in the development of low-permeability reservoirs. Multi-stage hydraulic fracturing (mgrp) – sequential hydraulic fracturing in a single well. Currently, the use of hydraulic fracturing in directional wells does not always ensure the profitability of development. One of the ways to maintain cost-effective production levels is to use new well completion systems, including horizontal wells (HS) with mgrp.*

Key words: *mgrp, GPR, hydraulic fracturing.*

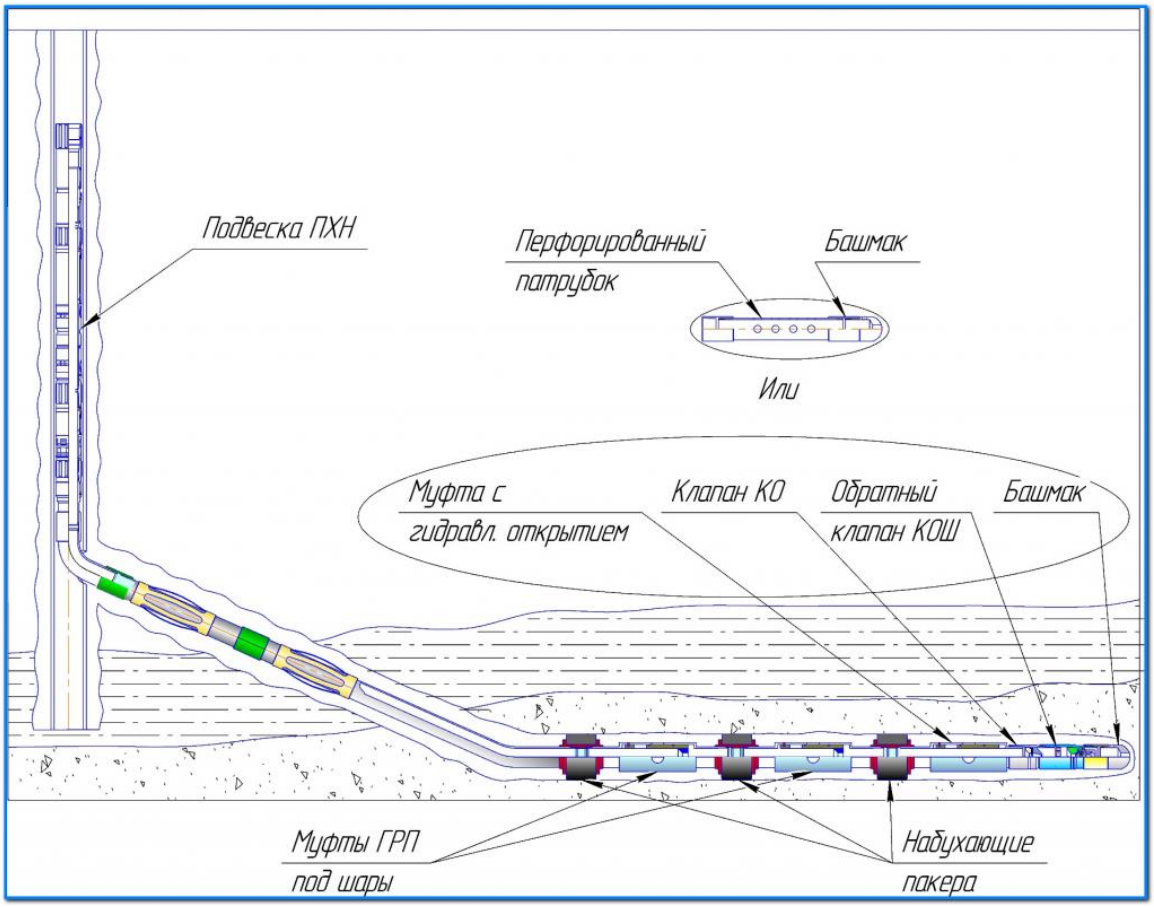


Рисунок 1.1 – Компоновка для проведения многостадийного ГРП

Многостадийный гидравлический разрыв пласта (далее по тексту МС ГРП) является одним из наиболее дорогостоящих и технически сложных способов воздействия на продуктивные отложения месторождений ОАО «Х». Его эффективное применение требует научно-методического обоснования участка проведения работ. качественного строительства и подготовки скважины, использования специального подземного и наземного оборудования, а также квалифицированного инженерного сопровождения всех этапов работ. Отклонение от проектных показателей или их несоблюдение приводит к возникновению различных осложнений при проведении МС ГРП. Они способны привести не только к увеличению общих затрат (ввиду вынужденных непроизводительных простоев специализированной техники и персонала бригад, проведения дополнительных мероприятий с привлечением вспомогательного дополнительного оборудования и т.д.), но также и снижению прибыли (ввиду недостижения ожидаемого эффекта). Поэтому актуальным направлением работ является разработка мероприятий, направленных на борьбу с осложнениями, а также обеспечивающих предупреждение их возникновению.

Рисунок 1.2 – Технология с использованием пакерной системы

Преимущества и недостатки исследуемой технологии

На низкопроницаемых коллекторах горизонтальные скважины с МГРП показывают хорошие стартовые дебиты, что очень важно для быстрой окупаемости скважины и проекта в целом. Можно сказать, что одна горизонтальная скважина с МГРП по эффективности сравнима с двумя вертикальными скважинами с ГРП. При этом требуется меньше времени и материалов на строительство скважины, снижаются затраты на землеотвод и строительство кустовых площадок.

При малой мощности и проницаемости коллектора, при слабых барьерах эффективность ГРП на вертикальной скважине уменьшается, так как трещины распространяются в зоны, не насыщенные УВ. Таким образом, приходится размещать гораздо больше проппанта, чем требуется для целевого интервала. В случае много зонных скважин горизонтальный ствол можно пробурить в целевом интервале и создать множество высоко проницаемых трещин, не выходящих за пределы эффективной мощности пласта.

Если говорить обобщенно о недостатках такого метода интенсификации, то из основных можно выделить следующие:

- Всем участникам процесса планирования МГРП необходимо несколько большее понимание геологических параметров целевых пластов. А именно: инженерам важно понимать, куда будет развиваться трещина ГРП и планировать МГРП так, чтобы разные интервалы обработки не пересекались. В противном случае возможны осложнения при проведении ГРП.

• Оборудование, необходимое для проведения МГРП, более сложное, нежели то, что применяется в стандартных ГРП. В МГРП необходимо обеспечение проведения нескольких ГРП в одном стволе скважины, а значит, необходимо обеспечить изоляцию одних интервалов обработки от других в процессе ГРП. Для этого применяются всевозможные системы пакеров (набухающие, механические, гидромеханические) либо необходимо достаточно качественное цементирование скважины. Также необходимы специальные муфты/порты в системе заканчивания, которые обеспечивают доступ технологических жидкостей ГРП к определенному обрабатываемому интервалу. Либо могут применяться технологии ГНКТ с системами абразивной перфорации в нужных интервалах.

МГРП будет экономически оправдан, если все затраты на привлечение дополнительных технологий, возможных рисков по применению таких технологий будут превзойдены увеличением добычи УВ, ожидаемым после такой операции. В частности, МГРП в ГС может значительно повысить нефтеотдачу этой скважины по сравнению с проведением одного ГРП на той же скважине, когда, скорее всего, не будет достигнуто того же увеличения площади дренирования, как при МГРП. Также необходимо отметить, что новые разработанные системы для МГРП позволяют в дальнейшем закрывать обводненные интервалы, которые ранее были подвергнуты ГРП. Все это предоставляет большую гибкость в управлении месторождением.

Критерии выбора объекта для применения исследуемой технологии

Выбор скважин-претендентов с целью выполнения МСГРП по сей день не изучен в достаточной мере. Помимо отличий от обычного ГРП и фактами осложнений в случае МСГРП особенно важно определить критерии эффективности технологии. Так, рост эффективности проведения многостадийного ГРП с увеличением таких параметров, как длина горизонтального ствола и количество стадий ГРП, не является линейным, и каждая последующая стадия ГРП или протяженность ствола горизонтальной скважины приводит к меньшему увеличению дебитов скважины.

Для изучения данной проблемы, выделения критериев применимости многостадийного ГРП в скважинах глинизированных коллекторов и выработки комплексного параметра успешности проведения операции был проанализирован ряд параметров скважин. Данные параметры были разделены на три группы: геологические параметры участка расположения скважины: эффективная толщина коллектора; расчлененность прослоев коллектора; геофизический параметр пс; параметры технологии проводки скважины (параметры конструкции): протяженность горизонтального участка; форма профиля ствола горизонтальной скважины; пространственная ориентация ствола

скважины относительно линии сноса; технологические параметры: количество стадий ГРП. Оценка успешности применения ГРП в горизонтальных скважинах в зависимости от геологических свойств участка пласта в районе точки бурения производится по трём параметрам: 1) эффективная толщина коллектора как параметр, характеризующий объемы сосредоточенной в пласте нефти на единицу площади; 2) расчлененность коллектора. Данный параметр описывает изолированность пропластков по глубине коллектора, что в случае горизонтальной скважины может означать недренируемость части запасов, и устраняется при проведении ГРП; 3) геофизический параметр пс - этот метеопараметр определяет свойства коллектора, в частности присутствие коллекторского песочного использованного материала в породе пласта.

Из всех проведенных ГРП на рассматриваемом участке пласта АВ11-2 Самотлорского месторождения приведенные геологические параметры участка бурения имелись лишь на 14 скважинах, поэтому в данном разделе для анализа эффективности проведения ГРП в зависимости от геологических параметров размер выборки проведенных ГРП был сокращен до 14 скважин.

Эффективная толщина коллектора – параметр характиризующий объёмы запасов нефти, присущие единице площади пласта. Вследствие чего можно предположить, что эффективность пробуренных на данном участке скважин прямо пропорциональна нефтенасыщенной толщине пласта данного участка. Пример: малые значения - до 8 мД; средние значения - от 8 до 14 мД; большие значения - от 14 мД.

Расчлененность прослоев пласта - данный параметр описывает разрозненность дренируемых запасов по глубине пласта. В отличие от вертикальной скважины горизонтальный ствол не вскрывает всю нефтенасыщенную толщину пласта в районе бурения, а проходит вдоль одного или нескольких пропластков. Проведение гидроразрыва позволяет соединить разрозненные пропластки между собой и тем самым повысить показатели работы скважины и увеличить выработку запасов нефти.

При низких значениях расчлененности, (подобно параметру эффективной толщины), исходные характеристики работы скважин с многоступенчатым ГРП находятся на низком уровне, а при средних и высоких значениях - на высоком и практически ничем не отличаются друг от друга. Спустя время ситуация в данном случае также выравнивается, и текущие показатели работы скважин уже в соответствии с повышением числа интервалов в единой толщине пласта.

В породе, слагающий пласт, геофизический параметр пс определяет свойство (качество) песчаного материала. Можно сказать, этот параметр рассматривает взятые вместе и объемы полученных запасов нефти (запасов, локализируемых именно в

дренируемых песчаных породах), и вероятность их извлечения (т.е. именно качество самого песчаника в пласте - присутствия в нем глинистых вкраплений и его фильтруемость)

Список использованной литературы

1. Хисамов Р.С., Ахметгареев В.В., Хакимов С.С., Кенжеханов Ш.Ш. Технология многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах: опыт разработки коллекторов Shaly Carbonates в США и возможность адаптации для месторождений Республики Татарстан. Георесурсы. 2017. Т. 19. № 3. Ч. 1. С. 186-190.

2. Тихонов А.Е, Копейкин И.С., Булюкова Ф.З. Причины отказа оборудования нижней части компоновки многостадийного разрыва пласта при спуске в необсажденную горизонтальную скважину/ Нефтегазовое дело, №1, 2017, с.62-76.

3. Романова Е.В., Сергеев В.Л. Адаптивная интерпретация кривой восстановления давления горизонтальных скважин с диагностикой потоков // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 323. №5. – С. 20-25.

4. Телков А.П., Грачев С.И., Гаврилов Е.И., Дубков И.Б., Краснова Т.Л. Пространственная фильтрация и прикладные задачи разработки нефтегазоконден-сатных месторождений и нефтегазодобычи. – Тюмень, ООО НИПИКБС – Т. 2008.– 460 с.

5. Мешков В.М., Шубенок Д.С. Оценка эффективности гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах на основе термогидродинамических исследований // "Нефтяное хозяйство", № 7, 2008.

УДК 622

Шихшаидов Г.Д.

гр. РМмз-18, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

ФИЗИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ МСГРП НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Аннотация. *В данной статье рассмотрены физические процессы, влияющие на эффективность МСГРП на нефтяных месторождениях.*

Ключевые слова: *МСГРП, нефтяные месторождения, гидроразрыв.*

Annotation. *This article discusses the physical processes that affect the efficiency of MSGRP in oil fields.*

Key words: *MSGRP, oil fields, hydraulic fracturing.*

Залог успеха процедуры МСГРП напрямую зависит от качества проппанта и жидкости разрыва. Жидкость разрыва предназначена для передачи с поверхности энергии на забой

скважины, которая необходима для раскрытия трещин, и распределения проппанта в них. Главными характеристиками системы "жидкость разрыва - проппант" являются:

• реологические свойства жидкости в которой содержится проппант и чистой жидкости;

• инфильтрационные свойства жидкости, определяющие ее утечки в пласт в ходе гидроразрыва и при переносе проппанта вдоль трещины;

• способность жидкости обеспечить перенос проппанта к концам трещины во взвешенном состоянии без его преждевременного осаждения;

• возможность легкого и быстрого выноса жидкости разрыва для обеспечения минимального загрязнения упаковки проппанта и окружающего пласта;

• совместимость жидкости разрыва с различными добавками, предусмотренными технологией, возможными примесями и пластовыми жидкостями;

• физические свойства проппанта.

Технологическая жидкость гидроразрыва должна обладать высокой динамической вязкостью для того, чтобы создать высокопроводимы трещины при помощи их большего раскрытия и эффективного заполнения проппантом; обладать низкими фильтрационными потерями для образования трещин нужных размеров, при минимальной затрате жидкости; обеспечивать как можно меньшее снижение проницаемости зоны пласта, вступающей в контакт с жидкостью разрыва; допускать минимальные утечки давления на трение в трубах; обладать достаточной для обрабатываемого пласта термической и высокой сдвиговой стабильностью, т.е. обеспечивать структуру жидкости при сдвиге устойчивостью; быть легко выносимой из пластов и трещин гидроразрыва; быть технологичной в изготовлении и хранении в условиях промысла; обладать низкой коррозионной активностью; быть экологически чистой и безопасной в применении; относительно низко стоить.

У первых жидкостей разрыва была нефтяная основа, с начала 60-х годов стали применяться жидкости на водной основе, наибольшее распространение обрели гуаровая смола и гидроксипропилгуар. На данный момент в США более 70 % всех ГРП проводятся с применением данных жидкостей. Гель на основе нефти используют в 5 % случаев, пену с сжатым газом используют в 25 % всех проводимых ГРП. С целью более эффективного гидроразрыва в жидкости разрыва добавляют разные присадки, такие как антифильтрационные агенты и агенты снижения трения.

При проведении гидроразрыва в низкопроницаемом газовом пласте, источником большей части проблем, выступает медленный вынос жидкости разрыва и блокирование ею трещины. Это приводит к тому, что начальный дебит газа, через некоторое время после проведения гидроразрыва, оказывается на 80 % ниже установившегося, потому что дебит

скважины растёт очень медленно, по мере очистки трещины, на протяжении недель и месяцев. В подобных пластах крайне необходимо применять смесь углеводородной жидкости разрыва и сжиженную углекислоту или сжиженный CO; с добавлением азота. Двуокись углерода поступает в пласт в сжиженном состоянии, а выходит в виде газа. Это позволит ускорить вынос жидкости разрыва из пласта и предотвратить негативные эффекты, проявляющиеся в низкопроницаемых газовых коллекторах, такие как: блокирование трещин жидкостями разрыва, ухудшение фазовых проницаемостей для газа в пределах трещин, изменение капиллярного давления и смачиваемости породы. Низкую вязкость данных жидкостей компенсирует, при проведении операций ГРП, более высокий темп нагнетания.

Прогнозирование производительности новых горизонтальных добывающих скважин – одна из важнейших задач проектирования разработки новых месторождений и прогнозирование добычи на уже эксплуатируемых объектах. Прогнозирование дебита горизонтальной скважины возможно двумя способами:

С применение цифровых фильтрационных моделей;

С применением аналитических зависимостей, связывающих дебит с параметрами пласта, скважины и флюида.

Поскольку геолого-гидродинамическое моделирование требует большого объема исходной информации, значительных временных и трудовых затрат, то использование аналитических зависимостей на этапе проектирования разработки месторождений позволяет существенно упростить поиск оптимальных решений, касающихся вопросов размещения горизонтальных скважин по площади и их числа, определения длин и ориентации стволов в продуктивном пласте, количества этапов многостадийного гидравлического разрыва пласта.

На сегодняшний день существует множество видов аналитических методов расчета притока флюида к горизонтальной скважине с МСГРП. В работе Гуо и Эвенса приведена аналитическая модель притока однофазной жидкости в горизонтальную скважину, пересекаемую системой естественных трещин. В работе Хорнэ используется другой подход к расчету притока. Каждая трещина представляет собой плоский источник, горизонтальный ствол – протяженный источник. В работе ли представлена модель притока в горизонтальную скважину, пересекаемую системой перпендикулярных трещин, при этом рассматривается два подхода: без учета притока в горизонтальный ствол и с учетом притока в частично перфорированный горизонтальный ствол.

В методике экспресс-оценки технологической эффективности горизонтальной скважины с МСГРП за основу был взят аналитический расчет из статьи «Модель

динамического притока жидкости в анизотропном пласте к горизонтальной скважине с МГРП» Ёлкина С.В., Алероева А.А. и др.

Сущность алгоритма расчета заключается в разделении притока флюида на две области: между трещинами и за пределами межтрещинного пространства. При этом изменение давления на середине между трещинами происходит очень медленно, что сводит решение задачи к нахождению безразмерного давления от одной модельной переменной в каждой области дренирования (Рисунок 1.1).

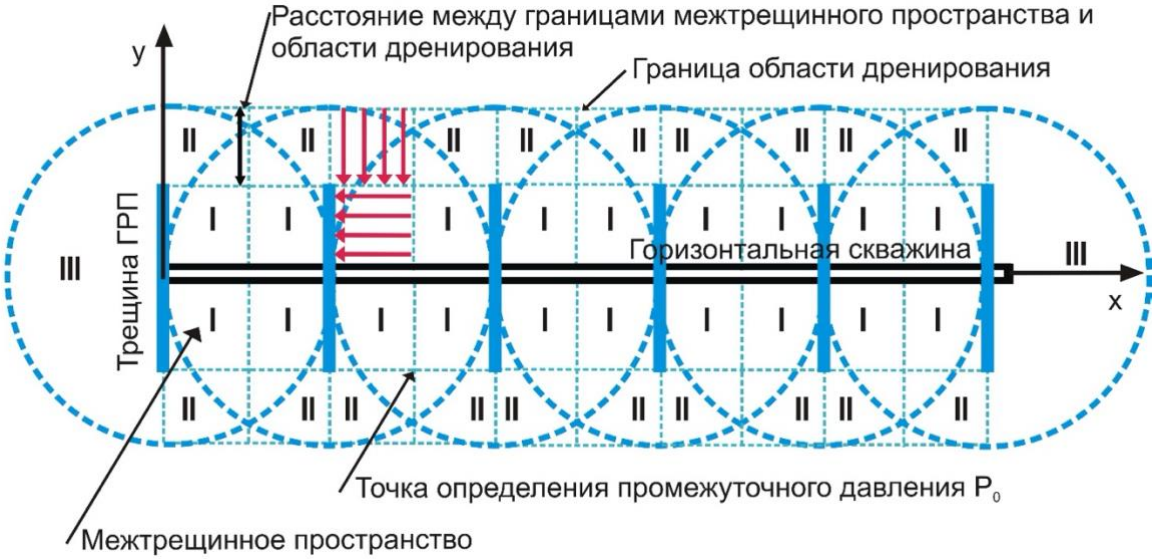


Рисунок 1.1 – Формирование зоны дренирования при многостадийном гидравлическом разрыве пласта.

Объединение решений (Рисунок 1.3) и определение промежуточного давления на границе межтрещинного пространства (Рисунок 1.2) осуществлялось с помощью уравнения материального баланса.

$$\rho_0 = \frac{\rho_п - \left(\frac{1}{2} - A\right)\rho_з}{1/2 + A}, \text{ где}$$

$$A = \frac{(N-1)\kappa_x x_f \operatorname{erf}\left(l/(2\sqrt{æt})\right)}{\kappa_y L \operatorname{erf}\left(L/(4(N-1)\sqrt{æt})\right)}.$$

Рисунок 1.2 – Определение промежуточного давления.

$$Q_{n-1} = \frac{2k_y LhA(\rho_п - \rho_з)}{\mu b\sqrt{\pi æt}\, erf\left(l/(\sqrt{æt})\right)\left(\frac{1}{2} + A\right)} + Q_D, \text{ где}$$

$$Q_D = \frac{2\pi k_y h}{\mu b} \frac{\rho_п - \rho_з}{\ln\left(1 + \frac{\sqrt{\pi æt}}{r_{эф}}\right)}.$$

Рисунок 1.3 – Итоговая формула расчета дебита жидкости горизонтальной скважины с МСГРП.

Важное условие аналитической модели состоит в усреднении физических и геометрических параметров задачи, в то время как в реальности расстояние между трещинами и их полудлина, проводимость трещин, толщина пласта, угол между скважиной

и трещиной могут сильно различаться от трещины к трещине. В применяемом алгоритме используются только их средние значения.

Существует ряд ограничений и допущений по применимости методики экспресс-оценки:

- Алгоритм применим только для псевдоустановившегося режима работы скважины.

- Не учитывается влияние схемы размещения нагнетательных скважин относительно добывающей горизонтальной с МСГРП, с допущением, что на контуре питания пластовое давление имеет постоянную величину.

- Нефтенасыщенный пласт полностью рассечен вертикальной трещиной гидроразрыва. Поток жидкости в трещину плоскопараллельный.

- Горизонтальная часть скважины не перфорирована, либо приток нефти в горизонтальную часть скважины пренебрежимо мал.

- Скважины работают при забойных давлениях выше давления насыщений газом.

Список использованной литературы

1. Хисамов Р.С., Ахметгареев В.В., Хакимов С.С., Кенжеханов Ш.Ш. Технология многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах: опыт разработки коллекторов Shaly Carbonates в США и возможность адаптации для месторождений Республики Татарстан. Георесурсы. 2017. Т. 19. № 3. Ч. 1. С. 186-190.

2. Тихонов А.Е, Копейкин И.С., Булюкова Ф.З. Причины отказа оборудования нижней части компоновки многостадийного разрыва пласта при спуске в необсаженную горизонтальную скважину/ Нефтегазовое дело, №1, 2017, с.62-76.

3. Романова Е.В., Сергеев В.Л. Адаптивная интерпретация кривой восстановления давления горизонтальных скважин с диагностикой потоков // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 323. №5. – С. 20-25.

4. Телков А.П., Грачев С.И., Гаврилов Е.И., Дубков И.Б., Краснова Т.Л. Пространственная фильтрация и прикладные задачи разработки нефтегазоконден-сатных месторождений и нефтегазодобычи. – Тюмень, ООО НИПИКБС – Т. 2008.– 460 с.

5. Мешков В.М., Шубенок Д.С. Оценка эффективности гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах на основе термогидродинамических исследований // "Нефтяное хозяйство", № 7, 2008.

УДК 622

Шихшаидов Г.Д.

гр. РМмз-18, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

АНАЛИЗ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ МСГРП НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Аннотация. *В данной статье проведен анализ осложнений при проведении МСГРП на нефтяных месторождениях.*

Ключевые слова*: МСГРП, НГДУ, инклинометрические измерения.*

Annotation. *This article analyzes the complications of MSGRP in oil fields.*

Keywords: *MSGRP, NGDU, inclinometric measurements.*

Выделяют следующие этапы проведения работ по МСГРП:

Первый этап – планирование, где НГДУ объединенное с другими предприятиями обозначает скважины, которые могут потенциально подходить для использования технологии МСГРП (с учетом приобретения предельно максимальных результатов от их работы и в минимальные сроки окупить технологии МСГРП). На данной базе подбора формируется «Программа подготовки нефтяных скважин для зарезки удлинения и следующих проведений многосекционных ГРП.

Производится сбор промысловой информации: копии разбуривания участка из схемы, структурные планы, геологические разрезы, а также состояние разработки района проведения работ на данный момент.

Перед началом бурения скважин МСГРП для исследования вскрываемого разреза устанавливается первоочередное бурение ближних наклонно – направленных скважин.

На запланированный период времени утверждается перечень скважин под МСГРП при формировании графика проведения КР6 на нефтяных месторождениях.

Второй этап – строительство основного ствола скважины.

НГДУ даёт «Подрядчику УБР» основную инфу для возведения скважины с определёнными параметрами и прочих тех. характеристик, которые необходимы для применения МСГРП в данных скважинах. Подрядчик придерживается всех необходимых технологических параметров с учетом требований что в дальнейшем будет производиться спуск компоновки для проведения МСГРП.

При бурении нефтяных скважин совокупно учитываются несколько показателей: тех. ограничения по спуску оснастки под проведение МСГРП; преимущественно по направлению выбирается проложение горизонтального участка, позволяющего произвести забуривание ствола скважины в самой эффективной части пласта с падением зенитного угла по проложеннию профиля. При бурении скважин не более, чем на 3 метра над забоем,

выполняются инклинометрические измерения в соответствии с «Технологическим регламентом по проведению инклинометрических замеров с применением телеметрических систем.» Выполняются вычисления траектории ствола скважины на последующее бурение, а также вероятность забуривания ствола нефтяной скважины с учетом данного отклонения при бурении основного ствола скважины. В открытом стволе, в обсаженном стволе скважины требуется осуществить опоследний каротаж, при некачественном проведении замеров телесистемой. До начала забуривания «удлинения» под МСГРП в технической колонне необходимо выполнить комплекс геофизических исследований (ГИС) по оценке качества цементирования колонны (АКЦ, РК), при необходимости выполняются дополнительные методы ГИС.

Третий этап - забуривание «удлинение» горизонтального участка ствола скважины.

Предприятие НГДУ, на данном этапе, выдает подрядчику «УПНП и КРС» всю необходмую и важную информацию для забуривания «удлинения» ствола скважины.

Забуривание «удлинение» ревлизуется в согласии с предоставленными параметрами НГДУ. Выполняется спуск и обсаживание «удлинение» нефтяной скважины «хвостовиком» согласно с утвержденным «Заказчиком» планом работ, а также схемой, где указаны интервалы установки компонентов оснастки (труб, адаптера, обратных клапанов, пакеров, башмака и центраторов), также оборудования для реализации МСГРП. Осуществляется спуск и установка уплотнительного узла мех. Действия (Стингер), монтаж и установка спецзадвижки, опрессовка затрубного и трубного пространств.

Сводится к минимуму время простоя ствола нефтяной скважины после того, как все работы по забуриванию «удлинению» до спуска «хвостовика» с обороудованием для реализации МСГРП, будут окончены.

После окончания забуривания «удлинения» до планируемого забоя перед тем, как начнутся работы по спуску компоновки с оборудованием для МСГРП, производится:

- Скреперование промежутка установки гидравлической подвески;
- Прорабатывание «удленения» от башмака используемой колонны до глубины установки до глубины установки башмака компоновки с оборудованием для МСГРП
- В соответствии с планом работ производится шаблонирование открытого ствола компоновкой поставщика оборудования. Прорабатывание и шаблонирование открытого ствола реализуется оборудованием (райберы, фреза), чьи диаметры превосходят диаметры компоновки МСГРП. Компоненты оборудования МСГРП (гидравлические порты, башмак, гидромеханические пакера, подввеска) при спуске формируются в интервалах в соответствии с дополнительным планом работ на забуривание «удлинение» горизонтального участка ствола скважины. Через каждые 50 – 100 м. без наворота верхнего

привода трубы должны быть заполнены раствором. Для МСГРП спуск оборудования выполняется плавно и без резких рывков или торможений. Спуск «хвостика» производится исключительно на бурильных трубах БТ-89. Во избежание срабатывания гидравлической подвески запрещено доливать инструмент с навернутым верхним приводом. При спуске компоновки для МСГРП запрещается вращение инструмента. Также запрещено оставлять компоновку «хвостовика» в необсаженном стволе без движения более пяти минут. Осуществить долив инструмента до устья за 20 метров до башмака эксплуатационной колонны. При движении вверх-вниз измерить вес «хвостовика» и инструмента. Требуется повторить эту операцию при допуске компоновки до планируемой глубины., после спуска необходимо навернуть привод, ввести циркуляцию, не превышая рекомендованного безопасного расхода. В полном объеме вызвать циркуляцию, далее необходимо перевести скважину на раствор из соли. Шар 31,8 мм сбросить для активизации забойного циркуляционного клапана. Необходимо расчетным объемом прокачать шар до посадочного седла забойного циркуляционного клапана. Потребление жидкости не должен превышать 0,5 м 3/ мин (при циркуляции давление не должно превышать 55 кгс/см$^{2)}$

После усадки шара в седло:

- Дифференциальное давление в инстркменте увеличивается согласно дополнительному плану работ, совершается закрытие забойного циркуляционного клапана;
- До активизации подвески «хвостовика» повышается давление согласно гидравлическому расчету. Транспортная колонна разгружается на вес, указанный в гидравлическом расчете, для контроля ускорения компоновки используемой колонне. Давление активации держится в течение пяти минут.

Посадка пакеров совершается при повышении давления в трубах до расчетного, указанного в гидравлическом расчете.

Подвесной инструмент приподнимается для активизации пакера, находящегося сверху, от четырех или четырех с половиной метров, для вывода из воронки торцевых упоров и пакер приходит в действие путем разгрузки транспортной колонны от двадцати до двадцати пяти тонн, на верхний торец пакера. Верхний пакер опрессовывается по затрубному пространству, не поднимая максимального давления эксплуатационной колонны. При погружении уплотнительного узла применяется НКТ-89 мм с упорной резьбой. Собирается Стингер, затем осуществляется его спуск на НКТ-89мм. Вес инструмента при движении вверх-вниз фиксируется за 5 – 10 труб до воронки хвостовика. Разгрузка десяти тонн массы НКТ на пакер закрепит резьбу уплотнительного элемента в ответной левой резьбе верхнего пакера. Подтверждением соответствующей стыковки с пакером будет десять тонн затяжки сверх собственного веса лифта НКТ. Инструмент

разгружается на пять тонн для срабатывания защелки. Подтверждением о том, что сработала защелка, будет являться натяжка инструмента на две тонны. Подгонка длины НКТ осуществляется для следующей установки спциальной задвижки. Производится опрессовка затрубного пространства на разрешенное давление опрессовки используемой колонны в течение пяти минут и герметичности уплотнительного узла.

Устьевое оборудование устанавливается и подготавливается площадка для специальной техники ГРП.

Этап осуществления МСГРП.

Операция по ГРП состоит из:

- Осуществления пробного ГРП (если есть необходимость) и его исправление на основе расчета МСГРП;
- Поочередной закачки оторочек композиций хим. реагентов и технологических растворов в объемах и на режимах, учитываемых расчетом МСГРП;
- Закачки технологических растворов ГРП – песконосителя с последовательным увеличением концентрации проппанта согласно заявленным расчетом проведения разрыва;
- Нагнетания оторочки продавочной жидкостью с заблаговременным вводом шаров активации портов ГРП и изолирования интервалов предшествующих этапов, в объеме, гарантирующим закачку геля с проппантом в пласт.

Переход к следующему этапу требует:

- после того, как шнеки остановятся, следует свести расход жидкости к минимуму до двух $м^3$ / минуту;
- Осуществить запуск шара через манифольд;
- Повысить расход до запланированного и осуществить продавку геле-проппантовой смеси в пласт; за $3м^3$ до запланированной посадки шара сократить расход жидкости до $2м^3$/минуту;
- Удостоверившись в том, что шар сел в посадочный узел, следует произвести увеличение расхода жидкости до планируемого и запустить процесс следующей стадии МСГРП. При проведении операции происходит постоянное считывание параметров режимов работы оборудования всех хим. реагентов, которые используются при гидравлическом разрыве пласта, на бланки и электронные носители. При окончании работ происходит фиксация остатков объема тех. жидкости и проппанта. После того, как операция МСГРП проведена, по окончании закачки жидкости разрыва:
- закрывается устьевая задвижка;
- стравливается давление с линии манифольда;

● скважина оставляется на время, необходимое для распада геля (не менее 24 часов);

● остатки жидкости разрыва утилизируются. Места и способы утилизации рабочей жидкости должны соответствовать требованиям законодательства в области охраны окружающей среды, проектам обустройства месторождений, имеющим положительное заключение экологической экспертизы, «Типовому регламенту по утилизации технологических жидкостей и растворов химреагентов, применяемых на различных стадиях при зарезке и бурении боковых стволов». Этап освоения и запуска скважины Этап освоения и запуска скважины включает в себя:

● отработка скважины с целью отбора технологической жидкости, закачанной при ГРП до получения признаков пластового флюида, подъёма шаров;

● освоение скважины, извлечение (разбуривание) шаров ГРП с привлечением бригады капитального ремонта скважин с установкой «Непрерывная труба» и передвижной газификационной установки;

● подъём Стингера, спуск погружного промыслового оборудования.

После полного распада геля (24 часа) производится отработка скважины через штуцерную камеру диаметром 4–10 мм на технологическую ёмкость. Линия стравливания (отработочная) оборудуется байпасной линией, предназначенной для улавливания шаров ГРП.

В процессе отработки фиксируется устьевое (буферное) давление, объём и состав скважинной жидкости, количество поднятых на поверхность шаров.

В случае устойчивого фонтанирования скважины при устьевом давлении на 30 % и более превышающем давление в нефтяном коллекторе при обводнённости менее 70 % и отсутствии в жидкости признаков неразрушенного геля ГРП скважина запускается в систему нефтесбора в режиме фонтанирования в независимости от количества поднятых на поверхность шаров ГРП.

При не выходе скважины на режим фонтанирования или его прекращении, и наличии шаров ГРП в секциях хвостовика, освоение скважины производится с привлечением бригад капитального ремонта скважин с установками «Непрерывная труба» и передвижной газификационной установки.

Спуском непрерывной трубы с «пером» диаметром 38–44 мм производится промывка скважины от проппанта аэрированной жидкостью до глубины фрак-порта с неизвлечённым шаром ГРП. В промывочную жидкость добавляется понизитель трения металл-металл. При аномальном поглощении скважины, для получения устойчивой циркуляции и обеспечения полного подъёма проппанта и шаров на поверхность могут использоваться вязко-упругие смеси. Скважина промывается до выхода чистой

промывочной жидкости. Непрерывная труба поднимается из скважины. При выходе шаров ГРП (за «пером») промывка скважины повторяется до следующего фрак-порта.

При невыходе шаров ГРП (за «пером») при аэрированной промывке освоение скважины производится со спуском спецловителя на ГНКТ. Производится 1,2 цикла освоения скважины по ГНКТ газификационной установкой. Производится допуск спецловителя с вызовом притока скважины пенной системой до глубины установки первого фрак-порта. При наличии шаров ГРП в спецловителе спуском непрерывной трубы с «пером» диаметром 38–44 мм производится промывка скважины от проппанта аэрированной жидкостью до глубины фрак-порта с не извлечённым шаром ГРП. При условии извлечения всех шаров спускается «перо» диаметром 38–44 мм до глубины установки последнего фрак-порта для окончательной промывки скважины с отбором проб на КВЧ.

Особенности процесса проведения шаровой технологии МСГРП

Технологически процесс МГРП отличается от процесса стандартного ГРП необходимостью планомерного сброса шаров в ходе выполнения операции по стимуляции. Данная процедура реализуется установкой дополнительно к основной линии высокого давления специальной вспомогательной линии для запуска шаров в скважину (рисунок 1.1).

Процедура сброса шара учитывается при разработке графика закачки ГРП. Для этого прокачанный объем в скважину от начала стадии продавки до момента запуска шара должен соответствовать объему недопродавки проппанта в пласт.

Рисунок 1.1 - Вспомогательная линия для сброса шаров в линию

1 - устройство для запуска шара в линию; 2 - обратный клапан вспомогательной линии; 3 - задвижки вспомогательной линии; 4 - задвижка основной линии; 5 - обратный клапан основной линии; 6 - датчик давления основной линии;

Также во избежание автоматического отключения насосов рекомендуется за 2 м^3 до конца стадии продавки снизить расход закачки до 1,5 м3/мин. Это позволяет снизить амплитуду скачка давления, возникающего при посадке шара в седло и открытии

следующей циркуляционной муфты. Момент запуска шара сопровождается характерным металлическим звуком и фиксируется внешним наблюдателем на устье скважины. Шар должен запускаться в сшитую полимерную систему для снижения амплитуды колебания во время закачки под воздействием гравитационных сил, и только после этого допускается переход на линейную систему для завершения стадии продавки.

После завершения стадии продавки без остановки закачки можно сразу начать нагнетательный тест следующей стадии МГРП через открывшуюся циркуляционную муфту.

В отличие от стандартных операций ГРП проведение МГРП не предусматривает применение проппанта со специальным покрытием (RCP), которое спекается под действием температуры пласта и предотвращает вынос проппанта в ствол скважины после окончания операции. Данное технологическое решение связано с тем, что площадь сообщения горизонтального ствола скважины с пластом посредством циркуляционных муфт имеет незначительные размеры и применение проппанта RCP в данном случае считается нецелесообразным, так как несет дополнительные риски получения преждевременной остановки и усложняет процесс закачки.

Особенно внимательно следует подходить к проектированию дизайна для первой стадии МГРП. Данная операция проводится в самой удаленной точке от устья скважины и вследствие этого сопряжена с высокими потерями давления на трение в колонне НКТ, хвостовике и перфорированном фильтре, выполняющем роль первой циркуляционной муфты. Для снижения технологических рисков график закачки предусматривает сокращение максимальной концентрации проппанта (800…900 кг/м3) и более пологий темп набора данной концентрации относительно графиков закачки последующих стадий. Также при наличии высоких потерь давления в отверстиях перфорированного фильтра существует возможность применения проппантов мелких фракций (30/50 или 30/60) на этапе проведения мини-ГРП для решения данной проблемы.

Осложнения при применении шаровой технологии ГРП

Многостадийный гидравлический разрыв пласта (далее по тексту МС ГРП) является одним из наиболее дорогостоящих и технически сложных способов воздействия на продуктивные отложения месторождений ОАО «Х». Его эффективное применение требует научно-методического обоснования участка проведения работ. качественного строительства и подготовки скважины, использования специального подземного и наземного оборудования, а также квалифицированного инженерного сопровождения всех этапов работ.

Отклонение от проектных показателей или их несоблюдение приводит к возникновению различных осложнений при проведении МСГРП. Они способны привести не только к увеличению общих затрат (ввиду вынужденных непроизводительных простоев специализированной техники и персонала бригад, проведения дополнительных мероприятий с привлечением вспомогательного дополнительного оборудования и т.д.), но так же и снижению прибыли (ввиду недостижения ожидаемого эффекта). Поэтому актуальным направлением работ является разработка мероприятий, направленных на борьбу с осложнениями, а также обеспечивающих предупреждение их возникновению.

В рамках научно-исследовательской работы в качестве осложнений рассмотрены основные виды явлений, приводящих к изменению или прекращению выполнения планового графика проведения работ: режим «STOP» в процессе закачки, несрабатывание или частичное открытие порта ГРП, отсутствие сообщения с пластом и т.д. Факты выявления негерметичности стингеров (3 случая при проведении МС ГРП на пласт ЮК2-5 и 1 случай на ЮС2/1), отказов устьевого или технологического оборудования в рамках данного анализа не рассматривались. Количество зафиксированных осложнений равномерно распределено по основным объектам разработки месторождений ОАО «Х», но по частоте проявления выделяются скважины вскрывающие пласты ЮК2-5 и ЮС2. С целью систематизации имеющихся данных и корректного сопоставления материалов все осложнения были разделены на три основные группы (Рисунок 4.2):

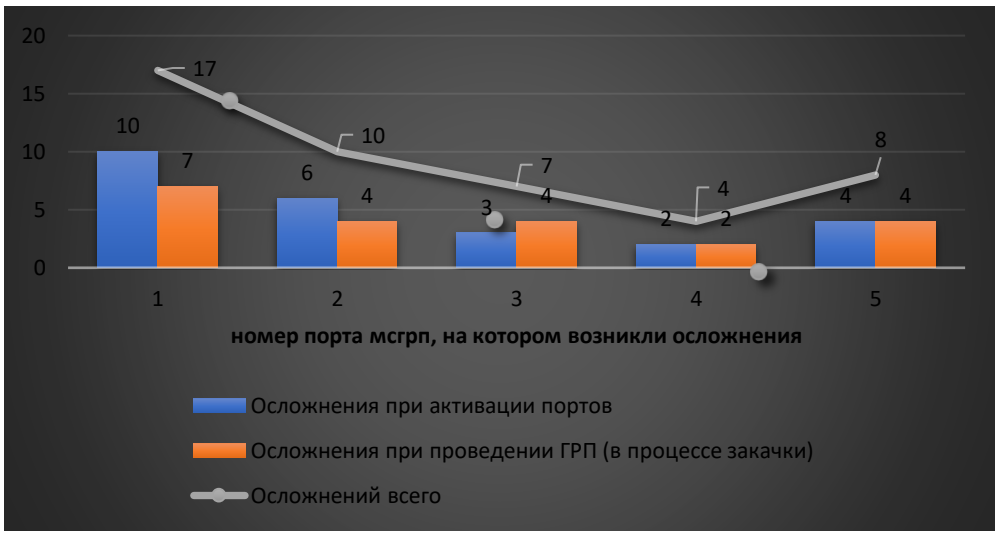


Рисунок 1.2 – Распределение числа осложнений при МС ГРП по этапам и видам технологической операции, в отчётном периоде

Основной особенностью первой группы являются конструктивные отличия оборудования, устанавливаемого в первом и в последующих интервалах проведения ГРП (рисунок 4.3). Колонный башмак, устанавливаемый на большинстве компоновок заканчивания, имеет сквозной канал с установленным в него обратным клапаном (рисунок

4.4). Активация первого фрак-порта, в отличие от последующих, осуществляется гидравлически, за счёт разности давлений внутри и снаружи хвостовика, при этом избыток жидкости стравливается через обратный клапан. Поэтому наиболее вероятными причинами осложнений при неуспешной активации первого порта являются механический дефект порта, ошибки в настройке перепада давления при котором он срабатывает и частичное или полное засорение обратного клапана в процессе спуска компоновки МС ГРП.

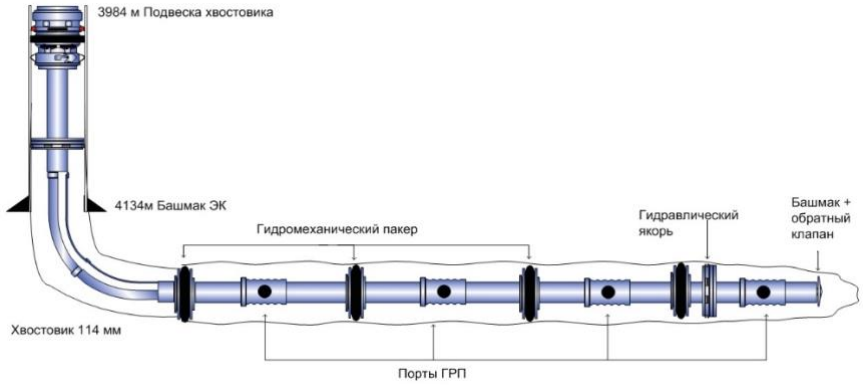


Рисунок 1.3 – Типовая схема компоновки подземного оборудования для МС ГРП на месторождениях ОАО «Х»

Рисунок 1.4 – Типовая конструктивная схема колонного башмака с обратным клапаном

Первые две причины обусловлены влиянием «человеческого фактора» и устраняются контролем проведения соответствующих операций. Последняя проявляясь системно является основной т.к. косвенно подтверждается фактами успешного выполнения последующих ГРП после принудительной активации фракпорта с привлечением установки «непрерывная» труба и анализом частоты возникновения осложнений в зависимости от азимута проводки горизонтальной части ствола скважин по пласту. Несмотря на низкие абсолютные значения количества осложнений, наибольшие удельные значения

соответствуют азимутам развития трещин, зафиксированным в процессе микросейсмического мониторинга проведения МС ГРП в скважине 1999 Западно-Чигоринского месторождения. Это, с учетом особенности разрушения горных пород при строительстве горизонтальных скважин в условиях влияния локальных горизонтальных напряжений горных пород свидетельствует о влиянии азимута ствола на изменение интенсивности формирования и эффективности выноса твердой фазы, а следовательно, и риска возникновения осложнений на первом порте.

В отличие от пластов группы АС (АС10/1, АС11, АС12), для которых критическим диапазоном азимута проводки (согласно представленным данным) является 20-40°, для пластов ЮК2-5, ЮС2 и ЮС2/1 малое число осложнении с первым портом не позволяет получить уверенную корреляцию по частотному анализу. Однако, согласно результатам микросейсмического мониторинга МС ГРП в скважине 19999 Федоровского месторождения, азимут развития трещин совпадает с направлением регионального горизонтального напряжения горных пород, составляющим от -40° до -10°. Это свидетельствует о целесообразности проведения специальных исследований по определению локального азимута максимального горизонтального напряжения горных пород целевого пласта на стадии планирования строительства скважины под МС ГРП.

Представленные материалы показывают, что для предупреждения возникновения осложнений или минимизации риска их проявлений в процессе выполнения работ можно рекомендовать следующие мероприятия:

-исключение, на стадии планирования, вариантов проводки горизонтальной части ствола в азимутальном направлении максимальных горизонтальных напряжений пород целевого пласта

-повышение требований к качеству строительства и подготовки скважины перед спуском компоновки оборудования для МС ГРП;

-повышение требований к качеству подготовки всех элементов компоновок оборудования для МС ГРП;

-изменение конструкции первого фрак-порта (использование альтернативных или дублирующих механизмов срабатывания);

-применение колонного башмака, конструктивно адаптированного для целей МС ГРП

Ко второй группе отнесены осложнения, возникающие при активации второго и последующих портов ГРП. Они характеризуются резким ростом устьевого давления в процессе посадки шара в седло до критических значений отключения насосных агрегатов Ввиду того, что принцип работы активируемых шаром портов заключается в создании

перепада давления на клапане-втулке, обеспечивающего ее перемещение и открытие каналов гидродинамической связи с очередным интервалом пласта, данный вид осложнения, при закачке геля на водной основе (жидкости с низкой сжимаемостью), обусловлен отсутствием гидродинамической связи с пластом.

Величина перепада давления, необходимого для активации порта определяется количеством установленных винтов-фиксаторов` имеющих установленный диапазон удерживающего давления [2]. Следовательно, осложнения могут быть обусловлены следующими основными причинами: механическим дефектом втулки/порта, ошибками в настройке перепада давления при котором он срабатывает и недостижением перепада давления активации порта. Как и для первой группы первые причины обусловлены влиянием «человеческого фактора» и устраняются контролем проведения соответствующих операций, а также регулировкой давления открытия порта. Расчетное давление открытия порта (перепад давления на втулке) указывается в паспорте на оборудование [2] и, при необходимости, может быть снижено. Так для модуля муфты ГРП-И.102.040 производства ОАО «Тяжпрессмаш», максимальное давление открытия окон составляет 30 МПа±10% и регулируется при помощи срезных винтов. На заводе-изготовителе устанавливается максимальное количество винтов, давление среза каждого из которых составляет 2,5 МПа. Для снижения давления срабатывания необходимо вывернуть необходимое количество винтов из порта. Основанием для изменения заводских настроек должно являться повторяющееся (более 3 раз) осложнение данного типа. Недостаточный для активации порта перепад давления на забое после посадки шара, может являться следствием:

-невозможности доставки/посадки шара в седло клапана;

-негерметичности клапана после посадки шара в седло;

-частичной активации (при открытии) порта;

-возникновение дополнительных утечек из-за повреждения оборудования.

Невозможность доставки/посадки шара связана с осложнениями на предыдущем интервале, например, когда в процессе доставки шара к очередному интервалу на предыдущем возникает режим «STOP». Открытие порта при этом осуществляется после промывки ствола с принудительной активацией порта при помощи установки непрерывной трубы (если это технически возможно) или осуществляется переход к следующему интервалу проведения ГРП.

Не герметичность клапана после посадки шара в седло преимущественно связана с попаданием пропанта под шар, механическим повреждением, разрушением шара и/или седла при их соударении в момент контакта, а также их абразивным износом в процессе

работ. На практике для предотвращения данных факторов реализуется комплекс мероприятий, включающих изменение режима закачки, автоматизацию системы подачи шаров в поток, снижение ударной нагрузки за счет уменьшения плотности материала шаров.

Изменение режима закачки заключается в снижении расхода при запуске шаров в поток и при их ожидаемой посадке в седло Помимо перечисленных мероприятием, обеспечивающим предупреждение осложнений данного вида, является переход к бесшаровым технологиям активации портов.

Список использованной литературы

1. Хисамов Р.С., Ахметгареев В.В., Хакимов С.С., Кенжеханов Ш.Ш. Технология многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах: опыт разработки коллекторов Shaly Carbonates в США и возможность адаптации для месторождений Республики Татарстан. Георесурсы. 2017. Т. 19. № 3. Ч. 1. С. 186-190.

2. Тихонов А.Е, Копейкин И.С., Булюкова Ф.З. Причины отказа оборудования нижней части компоновки многостадийного разрыва пласта при спуске в необсажденную горизонтальную скважину/ Нефтегазовое дело, №1, 2017, с.62-76.

3. Романова Е.В., Сергеев В.Л. Адаптивная интерпретация кривой восстановления давления горизонтальных скважин с диагностикой потоков // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 323. №5. – С. 20-25.

4. Телков А.П., Грачев С.И., Гаврилов Е.И., Дубков И.Б., Краснова Т.Л. Пространственная фильтрация и прикладные задачи разработки нефтегазоконден-сатных месторождений и нефтегазодобычи. – Тюмень, ООО НИПИКБС – Т. 2008.– 460 с.

5. Мешков В.М., Шубенок Д.С. Оценка эффективности гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах на основе термогидродинамических исследований // "Нефтяное хозяйство", № 7, 2008.

УДК 622

Якименко Е.В.

гр. РМмз-18-3, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ИССЛЕДУЕМОЙ ТЕХНОЛОГИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Аннотация. С каждым годом процесс извлечения углеводородов усложняется, это связано, прежде всего, с геолого-физическими свойствами пласта. Ухудшается структура пласта, увеличивается его неоднородность, как по площади, так и по разрезу. В связи, с чем увеличивается доля запасов, которые можно отнести к трудноизвлекаемым. Ранее применяемые методы воздействия на пласт становятся неэффективными. Для того чтобы выработать ТРИЗ необходимо применение новых методов воздействия.

Ключевые слова: месторождения западной Сибири, горизонтальные скважины, ГС.

Annotation. Every year the process of extracting hydrocarbons becomes more complicated, this is primarily due to the geological and physical properties of the reservoir. The formation structure is deteriorating, and its heterogeneity increases, both in area and in section. This increases the share of reserves that can be classified as hard to recover. Previously applied methods of impact on the reservoir become ineffective. In order to develop TRIZ, new methods of influence must be applied.

Keywords: West Siberian oil fields, horizontal wells, gas wells.

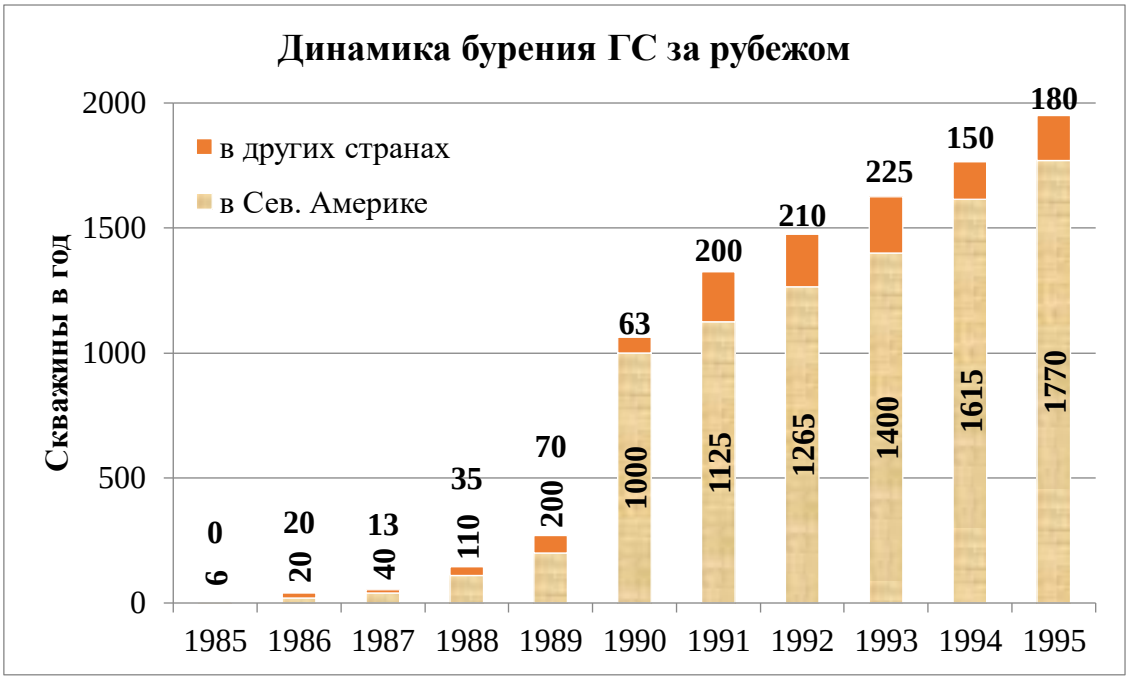
Первые попытки бурить горизонтальные скважины (ГС) были сделаны в 50-е гг. прошлого века. Скважину проходили электробуром; нагрузка на долото передавалась от утяжеленных труб, установленных в вертикальной части скважины. На основе этого опыта был сделан вывод, что бурение ГС технически возможно, но экономически невыгодно.

Первые существенные результаты горизонтального бурения были получены французской фирмой "Эльф Акитен" при разбуривании морского месторождения "Роспо Маре "(Италия) высоковязкой нефти в плотном трещиноватом известняке.

Здесь, по существу, создана первая в мире система разработки с применением горизонтальных скважин.

Географический район месторождение расположен в Адриатическом море на глубине 60 – 90 м. Нефть на месторождении битуминозная - 0,99 г/см3 и сверхвязкая, ее значение в пластовых условиях достигают 300 мПа·с. Коллектор, залегающий на глубине 1290 м, из-за своей геологической природы имеет низкую вторичную пористость - 1,8 %, значения проницаемости по пласту широко варьируются - от 2 до 1500 мД. Продуктивный

пласт имеет двухслойное строение. Толщина верхнего слоя достигает 60 м., характерным свойством является наличие вертикальной трещиноватости в верхней части слоя, вследствие, эрозии. Толщина нижнего слоя достигает 50 м., характеризуется наличие пустотного пространства, заполонённого углеводородами. Разведка месторождения проводилась с 1975 г. по 1980 г., в результате, три скважины – вертикальная, наклонная, горизонтальная - были закончены и испытаны. По полученным данным было выявлено, что



продуктивность горизонтальной скважины превышает показатели других скважин и соответственно составляет 11,3 м3/сут, по сравнению с наклонной - 4,77 м3/сут, и вертикальной - 2,067 м3/сут. Эффективность вытеснения нефти внутри опытного участка можно вычислить по суммарной добыче с использованием горизонтальных скважин, она в среднем в 4,6 раза больше, чем на других скважинах.

После опыта применения горизонтальных скважин в мире к ним возник большой интерес. В 80-е гг. многие компании владельцы, в том числе "Юникал Нидерландс", "Мэрск", "Арко" и др., начали бурить горизонтальные скважины на месторождении Прадо-Бей. Это позволило существенно увеличить дебиты скважин. Ниже представлен сравнительный график применения горизонтального бурения в Сев. Америке и других странах. (Рис. l.1)

Рисунок 1.1 – Динамика бурения горизонтальных скважин за рубежом

В нефтегазоносном бассейне Уиллисон Северной Дакоты горизонтальные скважины использовались для разведки, доразведки, а также с целью повышения нефтеотдачи пласта. К 1990 г. на территории Северной Америке было пробурено 1000 горизонтальных скважин, из которых: 800 в США в штатах Техас, Северная Дакота, Юта и др., 200 скважин пришлись

на другие страны, из которых большая часть пробурена на территории Канады. Средняя стоимость бурения одной горизонтальной скважины составила 1 млн. дол., а стоимость заканчивания скважины - 140 тыс. дол. В 1995 г. пробурено 1770 горизонтальных скважин, а в 2000 г. планировалось извлекать 40 % углеводородного сырья с их применением.

Технология горизонтального бурения неоднократно доказала свою эффективность. Так, например, в Западном Техасе при повторном заканчивание 30 - летней скважины, на глубине 2360 м был пробурен горизонтальный ствол длиной 60 м., что позволило увеличить дебит от 1,27 до 31,8 м3/сут. В результате, окупаемость проводимой операции составила 45 дней.

Благодаря возникшему интересу к технике и технологии горизонтального бурения со стороны огромного числа иностранных компаний таких как: Elf Aquitaine (Франция), Preussag (Германия), British Petroleum (Англия), Standard Alaska Production (США) и другими, стало возможным значительное снижение стоимости и затрат на проведение подобной операции практически до уровня бурения вертикальной скважины. Однако, не всегда использование горизонтальных скважин является рентабельным. Это объясняется просчетами при проектировании скважины и реализации этого проекта.

Вследствие, применения технологии горизонтального бурения стало возможным производить разработку низкопроницаемых, маломощных пластов, шельфовых зон, кроме того, данная технология позволила существенно увеличить нефтеотдачу пласта за счет увеличения коэффициента охвата заводнением.

Разработка локальных участков залежей Ромашкинского месторождения разветвленно-горизонтальными скважинами

На Ромашкинском месторождении ведется разработка нефтяной пластово-сводовой залежи локального участка с применением горизонтального бурения. Залежь расположена на глубине 1200 м, благодаря естественному подпору пластовых вод, эксплуатируется на водонапорном режиме. Основные характеристики: площадь - 630 га, начальное пластовое давление 11,4 МПа, средняя пористость 23 %, температура 23°С, нефть повышенной вязкости 28,5 мПа-с, битуминозная 897 кг/м^3, плотность пластовой воды 1170 кг/м^3, ГФ - 35 м^3/т.

Отбор нефти из залежи осуществляется через добывающие горизонтальные и горизонтально-разветвленные скважины на естественно режиме. Для рационального использования пластовой энергии, добывающие скважины эксплуатируются по циклу, включающий остановку и запуск в работу. Соответственно, при остановке скважины текущее пластовое давление восстанавливается до значений 70-90% от начального

давления. При запуске в работу наблюдается снижение текущего пластового давления до значений 60-80% от начального.

Применение разветвленно-горизонтальных скважин (РГС) и горизонтальных скважин (ГС) позволяет увеличить коэффициент охвата залежи воздействием за счет большей зоны дренирования, а так же способствует более полному вертикальному вытеснению нефти. Кроме того, их эксплуатация позволяет практически одновременно снижать и восстанавливать пластовое давление по всей залежи. Благодаря этому, возможна длительная безводная эксплуатация скважин за счет равномерного без конусообразования подъема пластовой подстилающей воды. Применение равномерного воздействия осуществляется путем одновременного включения и остановки добывающих скважин. При этом пределы снижения и восстановления пластового давления подобраны и приняты как оптимальные по равномерности поднятия водонефтяного контакта (ВНК), исходя из различий подвижности воды и нефти в пластовых условиях.

Рассмотрим локальный участок залежи № 3 Ромашкинского месторождения, разрабатываемый группой горизонтальных скважин.

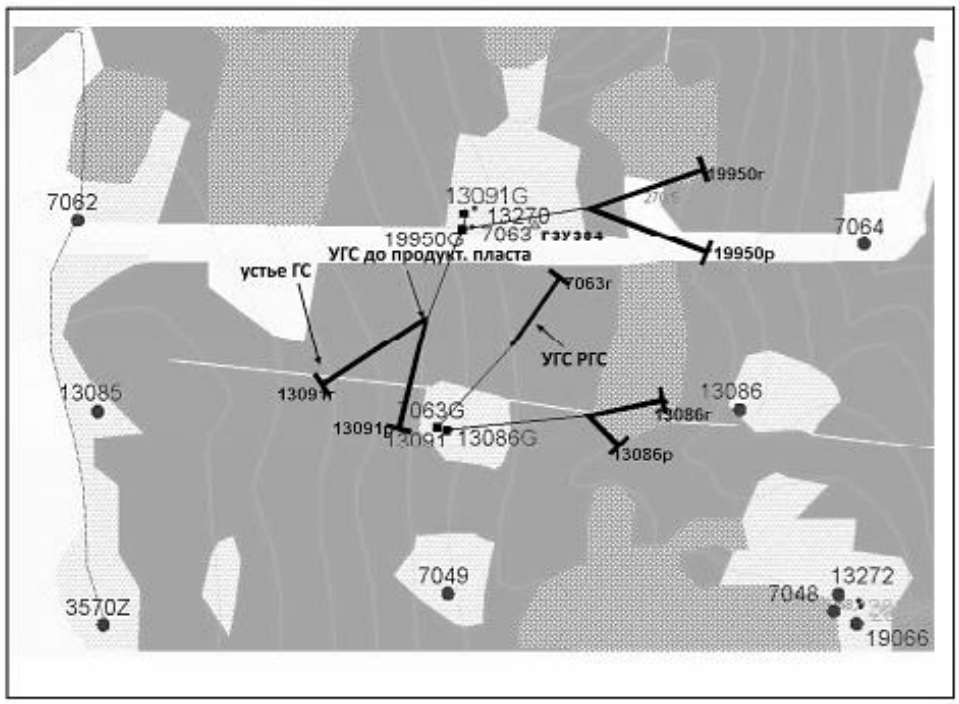


Рисунок 1.2 – Схема расположения скважин на участке залежи № 3

Как видно из рисунка 1.2, на участке эксплуатируются три РГС — 13086ГР, 19950ГР, 13091ГР, одна ГС — 7063Г и одна ННС — 13091. Анализируя основные показатели разработки, полученные в ходе 10-летней эксплуатации локального участка, стоит отметить высокую эффективность совместного применения РГС и ГС по сравнению с применением ННС и даже одиночных ГС. На рисунках 1.3 и 1.4 графически отображено сравнение

основных показателей разработки по залежи в целом, по локальному участку (РГС, ГС) и отдельно по ННС.

Эффективность показателей работы ННС 13091 значительно ниже средник значений, как по залежи, так и по локальному участку. Так при эксплуатации ННС отмечаются низкие значения отбора жидкости, и при этом происходит резкое падение пластового и забойного давления. Обводнен¬ность продукции скважины в первые три года сохраняется на уровне и даже снижается ниже средних значений по залежи и участку, но начиная с 2005 года, постепенно возрастает до 60%.

На других экспериментальных участках залежи №3, где пробурены разветвленно-горизонтальные скважины, также отсутствует чисто нефтяная зона (ЧНЗ) поэтому добыча ведется на минимальных депрессиях. Рентабельность такой добычи объясняется наличием естественной энергии подошвенной воды, что определяет широкий спектр применения горизонтальных скважин.

Результаты внедрения технологии горизонтального бурения:

- Применение технологии бурения РГС позволяет более эффективно вырабатывать трещиновато-пористые карбонатные коллектора.
- 10-летняя эксплуатация опытного участка показала, что возможно вести интенсивную выработку ма¬ломощных пластов 1-5 м.
- Конструкция применяемой технологии строительства разветвленно-горизонтальных стволов позволяет в процессе эксплуатации дополнительно пробурить несколько условно-горизонтальных стволов (УГС), в том числе и с обсадкой последнего ствола.
- Не смотря на значительную разницу в стоимости бурения РГС и ННС (около 40%), окупаемость данной операции происходит быстрее за счет высокого уровня добычи.

Список использованной литературы

1. Ахмедов, З.М. Исследование добычи неньютоновской нефти горизонтальными скважинами / З.М. Ахмедов, И.Ю.Гаджиева // Нефтепромысловое дело. - 2014. - №8. С. 41-43.

2. Грачева, С.К. Особенности методического подхода повышения эффективности работы горизонтальных скважин / С.К. Грачева, А.С. Самойлов // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна: Мат. VII Всероссийской науч.-техн. конф. - Тюмень: ТюмГНГУ, 20П. - С. 109 - 112.

3. Миронов, И.В. Применение горизонтальных скважин. Академический журнал Западной Сибири / И.В. Миронов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2015. - №5(60). - С. 21-22.

4. Муслимов, Р.Х. Пути повышения эффективности использования горизонтальных скважин для разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений / Р.Х. Муслимов // Георесурсы. - 2016. - № 3. - С. 146-153.

5. Самойлов, А.С. Принципы повышения эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов нефти горизонтальными скважинами / А.С. Самойлов, С.К. Грачева // Наука и ТЭК. - 2011. - №4. С. 31-35.

УДК 622

Якименко Е.В.

гр. РМмз-18-3, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Аннотация. *Ввод в разработку месторождений с низкопроницаемыми коллекторами с применением вертикальных скважин может оказаться экономически нецелесообразным или невозможным. В результате значительная часть запасов не будет вовлекаться в промышленную разработку. Для сохранения уровня добычи нефти, необходимо внедрение современных технологий. Одной из таких технологий является бурение горизонтальных скважин. Применение горизонтального бурения снижает фильтрационное сопротивление в призабойной зоне, за счет увеличенной поверхности вскрытия пласта, и является перспективным методом не только повышения производительности скважин, но и величины нефтеотдачи продуктивных пластов.*

Ключевые слова: *месторождения западной Сибири, горизонтальные скважины, ГС.*

Annotation. *It may be economically impractical or impossible to develop fields with low-permeability reservoirs using vertical wells. As a result, a significant part of the reserves will not be involved in commercial development. To maintain the level of oil production, it is necessary to introduce modern technologies. One of these technologies is horizontal well drilling. The use of horizontal drilling reduces the filtration resistance in the bottom-hole zone, due to the increased*

surface of the formation opening, and is a promising method not only to increase the productivity of wells, but also the amount of oil recovery of productive formations.

Keywords: *West Siberian oil fields, horizontal wells, gas wells.*

Основными объектами применения горизонтальных скважин являются:

- залежи тяжелых, высоковязких (ВВ), сверхвязких нефтей (СВН), а также шельфовых и труднодоступных продуктивных зон.
- залежи в плотных (ранее не учитываемых в госбалансе) коллекторах.
- маломощные пласты (5–10 м.) с низкой или неравномерной проницаемостью.
- коллектора с вертикальной трещиноватостью.

К основным преимуществам горизонтальных скважин относят следующее:

- Больший коэффициента охвата и, соответственно, более равномерный контур питания, как следствие приводит к большему коэффициенту нефтеотдачи
- В залежах с подошвенной водой или с наличием газовой шапки отмечается более длительный период, по сравнению с наклонно направленной скважиной, безводного и безгазового дебита
- Высокая продуктивность при низком перепаде забойного и пластового давления, в частном случае разработки залежей с АВПД
- Увеличенный коэффициент охвата заводнением, за счет соединения: расчлененных пропластков, линз, зон с различной проницаемостью, а также участков неохваченных вытеснением.

В настоящее время системы разработки с применением горизонтальных скважин имеют массовый характер. РГС и ГС бурят в выдержанных по мощности продуктивных пластах от 20 м. и выше. Проводка разветвленно-горизонтальных скважин в залежах определенного типа обеспечивает 20-кратное увеличение текущей добычи только при 2-3-кратном повышении стоимости бурения.

В процессе эксплуатации ГС было выявлено их преимущество над вертикальными скважинами, так их показатели производительности превышает среднюю производительность ВС в среднем в 30-35 раз, а по сравнению с производительностью высокодебитных скважин в 5-10 раз. В результате увеличивается общая нефтеотдача.

Характерными показателями проводки ГС являются: удорожание буровых работ и замедление темпа углубления ствола. Стоимость и продолжительность бурения ГС в среднем в 1,5 - 2,5 раза выше, чем у вертикальных скважин вследствие роста ограничений, накладываемых на технологию бурения скважин, увеличения протяженности скважины за счет наличия горизонтального участка в продуктивном пласте, а также усложнение геофизических и буровых работ

При разработке нефтяных месторождений системой с применением ГС экономический эффект достигается за счет уменьшения капитальных затрат на бурение и обустройство промыслов, сокращения числа скважин и снижения эксплуатационных расходов.

Данная методика вскрытия пластов проявляет наилучшие показатели эффективности при разработке нефтяных залежей, представленных карбонатными коллекторами, характеризующиеся невыдержанностью толщин и анизотропией по проницаемости.

Влияние геолого-технологических факторов на эффективность применения исследуемой технологии

Применение вертикальных скважин не всегда является рентабельным и технологически возможным. Одной из таких областей является разработка шельфовых месторождений. Как показала практика, многие страны в качестве перспективного направления выбрали технологию горизонтального бурения, которая позволяет достичь высоких уровней нефтеотдачи.

Для поддержания стабильно высоких дебитов горизонтальной скважины необходимо осуществлять постоянный контроль за несколькими показателями. К ним относятся: фильтрационно-ёмкостные свойства пласта, проницаемость, анизотропия, потери давления по длине ствола, зона дренирования, пластовое и забойное давление, контактные зоны, расположение ствола относительно кровли и подошвы и т.д.

Рассмотрим влияние геолого-технологических факторов на параметры горизонтальной скважины на примере Кравцовского месторождения.

На данный момент предложено несколько методов для определения производительности горизонтальных скважин. К основным из них следует отнести:

1. Метод Ю.П. Борисова, который предполагает, что дренируемая зона ГС, имеет форму круга:

$$Q_{\text{н}} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta P}{\mu \cdot \left(\ln\left(\frac{4 \cdot R_k}{L}\right) + \frac{h}{L} ln\left(\frac{h}{2 \cdot \pi \cdot R_C}\right)\right)} \quad (1.1)$$

2. Метод S.D. Joshi, который предполагает, что дренируемая зона ГС по площади, имеет форму эллипсоида:

$$Q_{\text{н}} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta P}{\mu \cdot B_H \left(\ln\left(A + \frac{\sqrt{A^2 - (L/2)^2}}{L/2}\right) + \frac{h}{L} ln\left(\frac{h}{2 \cdot R_C}\right)\right)} \quad (1.2)$$

$$A = \left(\frac{L}{2}\right) \cdot \left(\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2 \cdot R_k}{L}\right)^4}\right)^{0.5} \quad (1.3)$$

3. Метод F.M.Giger, который предполагает, что дренируемая зона ГС по площади, имеет форму эллипсоида:

$$Q_{\text{н}} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot \Delta P \cdot h}{\mu \cdot B_H} \cdot \frac{1}{\left[\frac{L}{h} \cdot ln\left(\frac{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2 \cdot R_k}\right)^2}}{\frac{L}{2 \cdot R_k}}\right) + ln\left(\frac{h}{2 \cdot \pi \cdot R_c}\right)\right]} \quad (1.4)$$

4. Метод G.I. Renard - J.M. Dupuy, который предполагает, что дренируемая зона ГС по площади, имеет форму эллипсоида:

$$Q_{\text{н}} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta P}{\mu \cdot B_H \left(cosh^{-1}(X) + \frac{h}{L} \cdot ln\left(\frac{h}{2 \cdot \pi \cdot R_c}\right)\right)} \quad (1.5)$$

где $X = \frac{2a}{L}$ – для эллиптического контура питания;

$X = \frac{ch\left(\frac{\pi \cdot a}{2b}\right)}{\sin\left(\frac{\pi \cdot L}{2b}\right)}$ – для прямоугольного контура питания с большой a и малой b сторонами.

5. Метод З.С. Алиева - В. В. Шеремета, который предполагает, что дренируемая зона ГС, имеет форму полосообразного пласта, полностью вскрытого горизонтальным стволом:

$$Q_{\text{н}} = \frac{2 \cdot k \cdot L \cdot \Delta P}{\mu \cdot B_H} \cdot \frac{1}{\left[1 + \frac{2 \cdot R_c}{h - 2 \cdot R_c} \cdot ln\left(\frac{2 \cdot R_c}{h}\right) + \frac{(R_k - (h - 2 \cdot R_c))}{2h}\right]} \quad (1.6)$$

Все вышеперечисленные формулы применяются при следующих условиях: в пласте установлен стационарный режим фильтрации, пласт однородный изотропный и горизонтальный ствол расположен симметрично относительно кровли и подошвы. Отличие методов заключается в различной геометрии зоны дренирования.

Для определения дебитов нефти по предложенным 5-ти методикам была выбрана скважина №8-Кр со следующими исходными данными, представленными в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Исходные данные скважины №8-Кр

Параметры	Единицы Измерения	Значения
Пластовое давление	МПа	24,2
Забойное давление	МПа	23,2
Радиус скважины	м	0,076
Радиус контура питания	м	250
Средняя глубина залегания	м	2163
Коэффициент проницаемости	мкм2	0,225
Толщина пласта	м	58,9
Нефтенасыщенная толщина	м	29,2
Пластовая температура	°С	63,5
Объёмный коэффициент нефти	доли ед.	1,08
Плотность нефти	тонн/м3	0,826
Пористость	доли ед.	0,12
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа-с	1,72

Дебиты горизонтальной скважины №8-Кр, определённые по формулам (2.1) – (2.6), оказались достаточно близкими, незначительная вариация показателей объясняется различной геометрией зоны дренирования. Для перечисленных формул ограничение на длину горизонтального ствола не вводится. Однако, во всех методах (кроме метода З.С. Алиева - В. В. Шеремета), при полном вскрытии зоны дренирования горизонтальным стволом величина давления на контуре питания и забойного давления становятся равными, это означает, что полученные формулы нельзя считать показательными для данных условий.

1. *Влияние толщины пласта.*

На производительность горизонтальной скважины прямо пропорционально влияет нефтенасыщенная толщина коллектора, соответственно, чем она больше, тем выше значение дебитов нефти, и наоборот. На рисунке 1.1 показано изменение производительности горизонтальной скважины в зависимости от её длины при различных толщинах пласта.

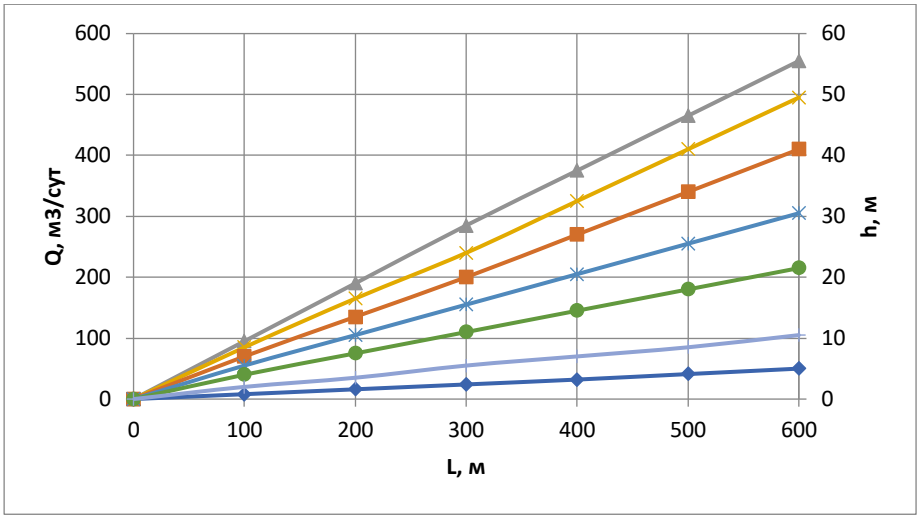


Рисунок 1.1 – Зависимость дебита горизонтальной нефтяной скважины от длины ствола при различных толщинах пласта

Таблица 1.2 – Результаты расчетов дебита нефти горизонтальной скважины №8-Кр по методу Алиева-Шеремета.

Толщина пласта h, м	Дебит горизонтальной скважины Q, $м^3$/сут					
	при $L_{гор}$ = 100м	при $L_{гор}$ = 200м	при $L_{гор}$ = 300м	при $L_{гор}$ = 400м	при $L_{гор}$ = 500м	при $L_{гор}$ = 600м
5	9,54	19,07	28,61	38,14	47,68	57,21
10	18,72	37,43	56,15	74,87	93,58	112,,30
20	36,07	72,14	108,20	144,27	180,34	216,41
30	52,18	104,37	156,55	208,73	260,91	313,10
40	67,19	134,37	201,56	268,74	335,93	403,11
50	81,19	162,37	243,56	324,75	405,93	487,12
60	94,28	188,56	282,84	377,13	471,41	565,69

По данным рисунка 1.1 и таблицы 1.2, отметим, что с увеличением длины горизонтального участка с $L_{гор}$ = 100 м. до $L_{гор}$ = 600 м. происходит 6-кратное увеличение дебита нефти, а повышение толщины пласта от h = 5 м до h = 60 м приводит к десятикратному росту дебита нефти от $Q_н$ = 57,21 $м^3$/сут. до $Q_н$ = 565,69 $м^3$/сут. при $L_{гор}$ = 600м.

Список использованной литературы

1. Ахмедов, З.М. Исследование добычи неньютоновской нефти горизонтальными скважинами / З.М. Ахмедов, И.Ю.Гаджиева // Нефтепромысловое дело. - 2014. - №8. С. 41-43.

2. Грачева, С.К. Особенности методического подхода повышения эффективности работы горизонтальных скважин / С.К. Грачева, А.С. Самойлов // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна: Мат. VII Всероссийской науч.-техн. конф. - Тюмень: ТюмГНГУ, 20П. - С. 109 - 112.

3. Миронов, И.В. Применение горизонтальных скважин. Академический журнал Западной Сибири / И.В. Миронов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2015. - №5(60). - С. 21-22.

4. Муслимов, Р.Х. Пути повышения эффективности использования горизонтальных скважин для разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений / Р.Х. Муслимов // Георесурсы. - 2016. - № 3. - С. 146-153.

5. Самойлов, А.С. Принципы повышения эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов нефти горизонтальными скважинами / А.С. Самойлов, С.К. Грачева // Наука и ТЭК. - 2011. - №4. С. 31-35.

УДК 622

Якименко Е.В.

гр. РМмз-18-3, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ ОБЪЕКТОВ РАЗРАБОТКИ НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТА АВ21-2

Аннотация. *В данной статье проведен анализ геологических особенностей объектов разработки на примере пласта АВ21-2.*

Ключевые слова: *пласт, нефтенасыщенность, Вартовский нефтегазоносный район.*

Annotation. *This article analyzes the geological features of development objects on the EXAMPLE of the ab21-2 formation.*

Key words: *reservoir, oil saturation, oil and gas Wartowski district.*

Месторождение Х входит в состав Вартовского нефтегазоносного района, который является одним из основных районов по запасам нефти Среднеобской нефтегазоносной области. В пределах изучаемого месторождения промышленная нефтегазоносность установлена в неокомском (пласты $БВ_3^2$, $БВ_4$ и $АВ_2^{1-2}$, $АВ_1^3$) и верхнеюрском (пласт $ЮВ_1^1$) нефтегазоносных комплексах. На рисунке 1.1 отображена схема совмещенных контуров.

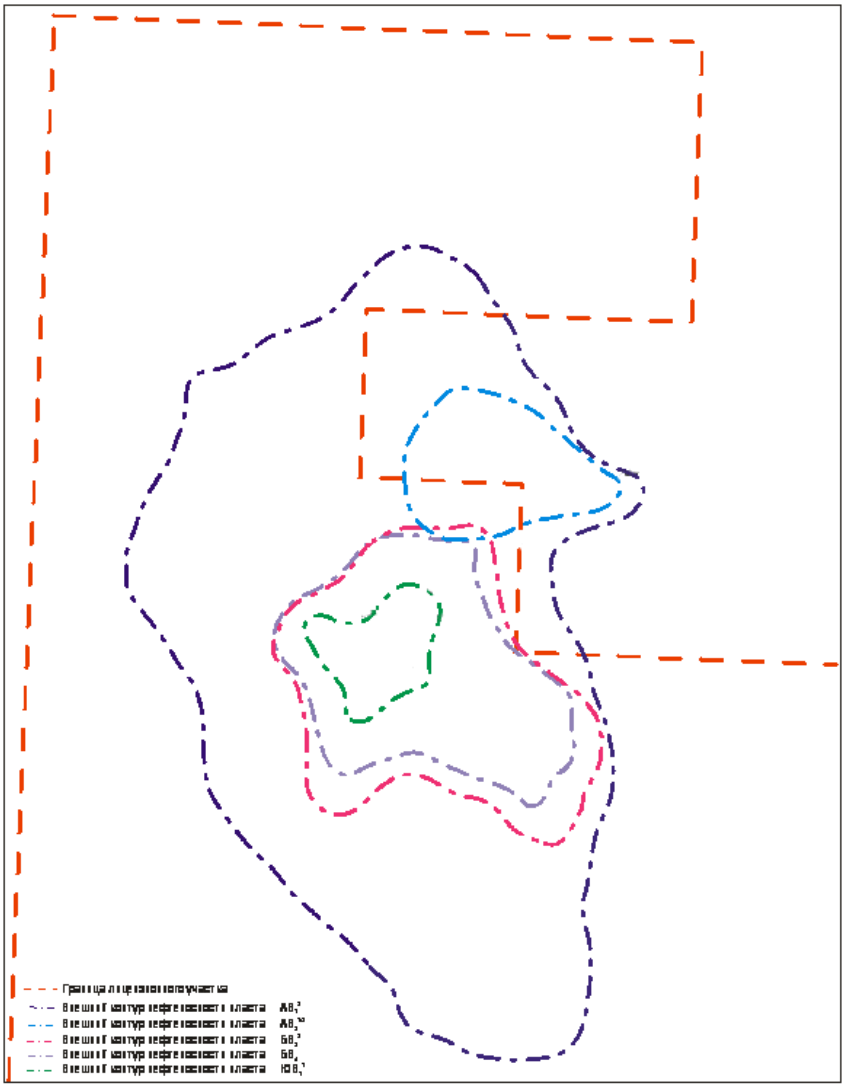


Рисунок 1.1 – Схема совмещенных контуров месторождения Х

Характеристика залежей продуктивных пластов месторождения Х приведена в таблице 1.1, геолого-физическая характеристика продуктивных пластов приведена в таблице 1.2.

Таблица 1.1 – Характеристика залежей месторождения Х

Пласт	Тип залежи	Размеры, км		Высота, м	ВНК, а.о., м	Средняя глубина залегания (а.о.), м	Предельные значения дебитов н-нефть, $м^3$/сут., в-вода, $м^3$/сут.
		Длина	Ширина				
$АВ_1^3$	пластовая сводовая	13.5	8	22	-1710 -1721	-1705	н.-10.8 при ΔР=14.5 МПа
$АВ_2^{1-2}$	пластовая сводовая, подстилаемая водой	3.6	2.6	3	-1730	-1729	н.-9.9, в.-14.9 при ΔР=6.2 Мпа
$БВ_3^2$	пластовая сводовая, подстилаемая водой	4.8	4.3	13	-2061	-2054	н.-91.2, в.-4.8
$БВ_4$	пластовая сводовая, подстилаемая водой	4.3	3.7	14	-2084	-2077	н.-74.5
$ЮВ_1^1$	пластовая сводовая	2.3	1.9	15	-2544	-2537	н.-8.9

Таблица 1.2 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

№ п/п	Параметры	Размерность	$АВ_1^3$	$АВ_2^{1-2}$	$БВ_3^2$	$БВ_4$	$ЮВ_1^1$
1	Абсолютная отметка кровли	м	-1705	-1729	-2054	-2077	-2537
2	Абсолютная отметка ВНК	м	-1710-1721	-1730	-2061	-2084	-2544
3	Тип залежи	пластовая сводовая					
4	Тип коллектора	терригенный поровый					
5	Площадь нефте/газоносности	тыс.$м^2$	73380	6116	17874	13663	2931
6	Средняя общая толщина	м	4.4	8	18.9	27.1	5.7
7	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	2.5	1.3	3.4	2.1	2.1
8	Средняя эффективная водонасыщенная толщина	м	0.4	1.5	9.2	13.6	0.8
9	Коэффициент пористости	доли ед.	0.23	0.24	0.22	0.22	0.18
10	Коэффициент нефтенасыщенности пласта	доли ед.	0.36	0.41	0.53	0.48	0.55
11	Проницаемость	мкм^2*10^{-3}	58	136	170	126	15
12	Коэффициент песчанистости	доли ед.	0.91	0.56	0.73	0.55	0.79
13	Коэффициент расчлененности	ед.	1	3	5	8	3
14	Начальная пластовая температура	°С	60	60	75	75	82

15	Начальное пластовое давление	МПа	17.2	17.2	20.4	20.4	25.9
16	Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	3.48	3.48	2.1	2.02	1.14
17	Плотность нефти в пластовых условиях	г/см^3	0.75	0.75	0.798	0.793	0.722
18	Плотность нефти в поверхностных условиях	г/см^3	0.871	0.871	0.864	0.861	0.842
19	Объемный коэффициент нефти	доли ед.	1.175	1.175	1.126	1.13	1.332
20	Содержание серы в нефти	%	1.01	1.01	1.52	1.52	0.73
21	Содержание парафина в нефти	%	3.63	3.63	2.18	2.2	2.04
22	Давление насыщения нефти газом	МПа	3	3	9.32	9.15	11.5
23	Газосодержание	м^3/т	16.2	16.2	45.2	44.9	109
24	Вязкость воды в пластовых условиях	мПа*с	0.59	0.59	0.47	0.47	0.40
25	Плотность воды в пластовых условиях	г/см^3	0.996	0.996	0.988	0.988	0.984
26	Плотность воды в поверхностных условиях	г/см^3	1.013	1.013	1.013	1.013	1.016
27	Коэффициент сжимаемости	1/МПа $\times$ $^{10-4}$					
28	нефти		9.4	9.4	13.3	13.3	17.7
29	воды		4.4	4.4	4.3	4.3	4.3
30	породы		1.137	1.137	0.876	0.876	0.596
31	Коэффициент вытеснения нефти водой	доли ед.	0.442	0.479	0.503	0.486	0.484

В дипломной работе будет производиться формирование систем разработки, на основе гидродинамической модели следующих пластов $АВ_1^3$ и $АВ_2^{1-2}$. Рассмотрим основные характеристики пластов.

Продуктивная толща месторождения Х представляет собой неравномерное переслаивание песчаников, алевролитов и глин с преобладанием песчано-алевритовых разностей. Промышленная нефтеносность связана с отложениями нижнего мела и верхней юры, что соответствует интервалу глубин 1700-2550 м.

Ниже приводится физико-литологическая характеристика коллекторов продуктивных пластов месторождения Х.

Учитывая близость физико-литологической характеристики пород-коллекторов и то, что основные петрофизические зависимости между коллекторскими свойствами получены в целом для этих стратиграфических подразделений, пласты условно объединены в продуктивные пачки: АВ; $БВ_{0-4}$; ЮВ.

Группа пластов «АВ». В нижней подсвите алымской свиты выделены продуктивные пласты $АВ_1^3$ и $АВ_2^{1-2}$.

Породы продуктивных пластов группы «АВ» представлены переслаиванием, преимущественно песчаников, алевролитов с прослоями аргиллитов и глин. Коллекторами являются песчаники серые, средне- и мелкозернистые, однородные и алевролиты преимущественно серые, темно-серые, крупнозернистые, средне- и слабосцементированные глинистым цементом. Песчаники серые, средне- и мелкозернистые, однородные. Алевролиты преимущественно серые, темно-серые, крупнозернистые, средне- и слабосцементированные глинистым цементом.

Структура псаммитовая и алевропсаммитовая. Обломочная часть песчаников составляет 70-95%, сортировка материала хорошая и средняя, с преобладанием зерен округленной и полуокатанной формы. По составу песчаники аркозовые и полимиктовые. Состоят из полевых шпатов (33%) и кварца (51%), обломков пород (12%), состоящих из гранитов и серицитовых сланцев. Кварц чистый, полевые шпаты незначительно пелитизированы и серитицизированы. Цемент контактово-пленочный, порово-пленочный, по составу кварц-хлоритовый, гидрослюдисто-хлоритовый, на отдельных участках встречается каолинитовый базального типа. Реже отдельные поры выполнены гидрослюдой, кальцитом или каолинитом. Пленки хлоритовые, тонкие (2-3%), поры (8-9%) крупные, выполнены каолинитом. Некоторые зерна «плавают» в каолинитовом цементе - базальный тип цементации (цемента >30%). Следует отметить, что процессы уплотнения и вторичных изменений порового пространства и преобразования пород намного меньше повлияли на формирование пород рассматриваемой группы, чем нижележащих пород.

В породах - коллекторах преобладают фракции размером зерен – 0.25-0.1 мм (51%) и 0.1-0.01 мм (31%). В группе пластов «АВ», в основном, преобладают породы III, IV класса (по Ханину А.А).

Ниже дана характеристика коллекторских свойств продуктивных пластов месторождения Х по лабораторным данным и ГИС.

Пласт $АВ_1^3$. Значения пористости коллекторов пласта $АВ_1^3$ изменяются в диапазоне 19.1-27.4%, среднее значение составляет 23.4%, диапазон изменения проницаемости 2.8-726 мД, среднее значение – 120.3 мД, водоудерживающая способность изменяется от 26.9 до 55.8%, среднее значение – 37.2%.

По данным промыслово-геофизических исследований выполнено 50 определений пористости и проницаемости в 20 скважинах, 22 определения начальной нефтенасыщенности в 11 скважинах.

Пласт $АВ_1^3$ по ГИС характеризуется следующими значениями ФЕС: коэффициент пористости изменяется от 0.189 до 0.263 д.ед., при среднем значении 0.218 д.ед.; коэффициент проницаемости изменяется от 2.4 до $964.3*10^{-3}$ мкм^2, при среднем значении

57.4*10^{-3} мкм^2; коэффициент начальной нефтенасыщенности находится в пределах от 0.3 до 0.45 д.ед., при среднем значении 0.355 д.ед.

Пласт АВ$_2^{1-2}$. Средняя пористость коллекторов пласта АВ$_2^{1-2}$ составляет 26.5% (1 опр.). Среднее значение проницаемости коллекторов - 31.5 мД (1 опр.). По данным промыслово-геофизических исследований выполнено 61 определение пористости и проницаемости в 21 скважине, одно определение начальной нефтенасыщенности в одной скважине.

Пласт АВ$_2^{1-2}$ по ГИС характеризуется следующими значениями ФЕС: коэффициент пористости изменяется от 0.190 до 0.272 д.ед., при среднем значении 0.222 д.ед.; коэффициент проницаемости изменяется от 2.6 до 1857*10^{-3} мкм^2, при среднем значении 149.9*10^{-3} мкм^2; коэффициент начальной нефтенасыщенности – 0.41 д.ед. Средняя пористость коллекторов пласта АВ$_2^{1-2}$ составляет 26.5%. Среднее значение проницаемости коллекторов - 31.5 мД. Все полученные данные сведены в таблицу 1.3.

Таблица 1.3 – Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности пластов месторождения Х

Вид исследований	Наименование	Параметры		
		Проница-емость, мД	Коэффициент открытой пористости, доли ед.	Коэффициент начальной нефтенасы-щенности, доли ед.
Пласт АВ$_1^3$				
Лабораторные (керна)	Количество скважин	3	4	-
	Количество определений	15	21	-
	Среднее значение	120.3	0.234	-
	Интервал изменения	2.8-726	0.191-0.274	-
Геофизические	Количество скважин	20	20	11
	Количество определений	50	50	22
	Среднее значение	57.4	0.218	0.355
	Интервал изменения	2.4-964.3	0.189-0.263	0.30-0.45
Гидродинамические	Количество скважин	7		
	Количество определений	7		
	Среднее значение	9.7		
	Интервал изменения	1.4-20.1		
Пласт АВ$_2^{1-2}$				
Лабораторные (керна)	Количество скважин	1	1	-
	Количество определений	1	1	-

	Среднее значение	31.5	0.261	-
	Интервал изменения	-	-	-
Геофизические	Количество скважин	21	21	1
	Количество определений	3	3	1
	Среднее значение	149.9	0.222	0.41
	Интервал изменения	2.6-1857.1	0.190-0.272	-
Гидродинамические	Количество скважин	1		
	Количество определений	1		
	Среднее значение	25.9		
	Интервал изменения	-		

Ниже приводится краткое описание залежей нефти по подсчетным объектам сверху вниз по разрезу.

Пласт $АВ_1^3$. Пласт представлен одной залежью, которая вскрыта восемью поисково-разведочными и четырьмя эксплуатационными скважинами. Продуктивность пласта подтверждена испытанием семи скважин. В скважинах N1, N2, N3, N4, N5, N6, N7 получены дебиты нефти от 0.2 до 10.8 $м^3$/сут.

По данным интерпретации ГИС самая низкая отметка подошвы нефтенасыщенного коллектора зафиксирована в скв. N1 на а.о. -1720.7 м., самая высокая кровля водонасыщенного коллектора отмечена в скв. N2 на а.о. -1710.1 м. Уровень ВНК по залежи является наклонным и изменяется от а.о. -1710 до -1721м.

Залежь пласта $АВ_1^3$ пластовая сводовая размерами 13.5 х 8.0 км. Высота - 22 метра. Коэффициент песчанистости составляет – 0.91, расчлененности – 1. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0.4 до 4.5 м, в среднем составляет 2.4 м. Эффективная толщина изменяется от 0.4 до 5.9 м, в среднем составляет 3.0 м. Нефтяная зона залежи занимает 78%, водонефтяная – 22%.

Пласт $АВ_2^{1-2}$. Пласт представлен одной залежью нефти. По ГИС нижняя отметка нефтенасыщенного коллектора отбивается на а.о. -1729.8 м, ВНК по залежи принят на а.о. -1730 м. Залежь пластовая сводовая, подстилаемая водой, размером 3.6 × 2.6 км и высотой около 3 м. Средняя общая толщина 8 м., средняя эффективная нефтенасыщенная толщина 1.3 м.

Основные количественные характеристики неоднородности: коэффициент песчанистости – 0.56, коэффициент расчлененности – 3.

В ТЭО КИН 2014 г. коэффициент вытеснения обоснован по зависимости от функции начальной нефтенасыщенности, полученной с учетом собственных исследований и данных по одновозрастным отложениям Северо-Ореховского и Локосовского месторождений (таблица 1.4).

Принятые для проектирования коэффициенты вытеснения и остаточной нефтенасыщенности по продуктивным пластам месторождения Х представлены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Принятые для проектирования Кон и Квыт по продуктивным пластам месторождения Х

Пласт	ТЭО КИН, 2014г.			
	Кпр, 10^{-3} мкм^2	Кнн, %	Кон, %	Квыт, %
$АВ_1^3$	58.6	35.8	19.96	0.442
$АВ_2^{1-2}$	121	41	21.38	0.479
$БВ_3^2$	132	53	26.34	0.503
$БВ_4$	115	48.4	24.86	0.486
$ЮВ_1^1$	12	55	28.37	0.484

Список использованной литературы

1. Ахмедов, З.М. Исследование добычи неньютоновской нефти горизонтальными скважинами / З.М. Ахмедов, И.Ю.Гаджиева // Нефтепромысловое дело. - 2014. - №8. С. 41-43.

2. Грачева, С.К. Особенности методического подхода повышения эффективности работы горизонтальных скважин / С.К. Грачева, А.С. Самойлов // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна: Мат. VII Всероссийской науч.-техн. конф. - Тюмень: ТюмГНГУ, 20П. - С. 109 - 112.

3. Миронов, И.В. Применение горизонтальных скважин. Академический журнал Западной Сибири / И.В. Миронов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2015. - №5(60). - С. 21-22.

4. Муслимов, Р.Х. Пути повышения эффективности использования горизонтальных скважин для разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений / Р.Х. Муслимов // Георесурсы. - 2016. - № 3. - С. 146-153.

5. Самойлов, А.С. Принципы повышения эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов нефти горизонтальными скважинами / А.С. Самойлов, С.К. Грачева // Наука и ТЭК. - 2011. - №4. С. 31-35.

УДК 622

Якименко Е.В.

гр. РМмз-18-3, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

ПРОГНОЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СМОДЕЛИРОВАННЫХ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

Аннотация. *С каждым годом процесс извлечения углеводородов усложняется, это связано, прежде всего, с геолого-физическими свойствами пласта. Ухудшается структура пласта, увеличивается его неоднородность, как по площади, так и по разрезу. В связи, с чем увеличивается доля запасов, которые можно отнести к трудноизвлекаемым. Ранее применяемые методы воздействия на пласт становятся неэффективными. Для того чтобы выработать ТРИЗ необходимо применение новых методов воздействия.*

Ключевые слова: *нефтенасыщенность, пятиточечные системы и схемы, ГС.*

Annotation. *Every year, the process of extracting hydrocarbons becomes more complicated, this is primarily due to the geological and physical properties of the reservoir. The formation structure deteriorates and its heterogeneity increases, both in area and in section. In this connection, the share of reserves that can be attributed to hard-to-recover is increasing. Previously applied methods of impact on the reservoir become ineffective. In order to develop TRIZ, it is necessary to apply new methods of influence.*

Keywords: *oil saturation, five-point systems and schemes, HS.*

Первые попытки бурить горизонтальные скважины (ГС) были сделаны в 50-е гг. прошлого века. Скважину проходили электробуром; нагрузка на долото передавалась от утяжеленных труб, установленных в вертикальной части скважины. На основе этого опыта был сделан вывод, что бурение ГС технически возможно, но экономически невыгодно.

Всего на месторождении выделено пять подсчетных объектов ($АВ_1^3$, $АВ_2^{1-2}$, $БВ_3^2$, $БВ_4$ и $ЮВ_1^1$), которые содержат пять залежей нефти.

Анализируя данные из таблицы 1.1 по пластам, отметим, что они относятся к маломощным т.к. средняя эффективная нефтенасыщенная толщина варьируется от 1,3 до 2,5 м. и к низкопроницаемым от 15 до 170 мкм^2*10^{-3}. Следовательно, это зоны нерентабельные для вертикальных скважин.

В основу гидродинамической модели, построенной на программном обеспечении tNavigator, были заложены пласты $АВ_2^{1-2}$, $АВ_1^3$. В связи с большей нефтенасыщенностью (0,41 д.е.) и проницаемостью (136 мД) для дальнейшего формирования систем разработки был выбран пласт $АВ_2^{1-2}$. Модель представлена на рисунке 1.1.

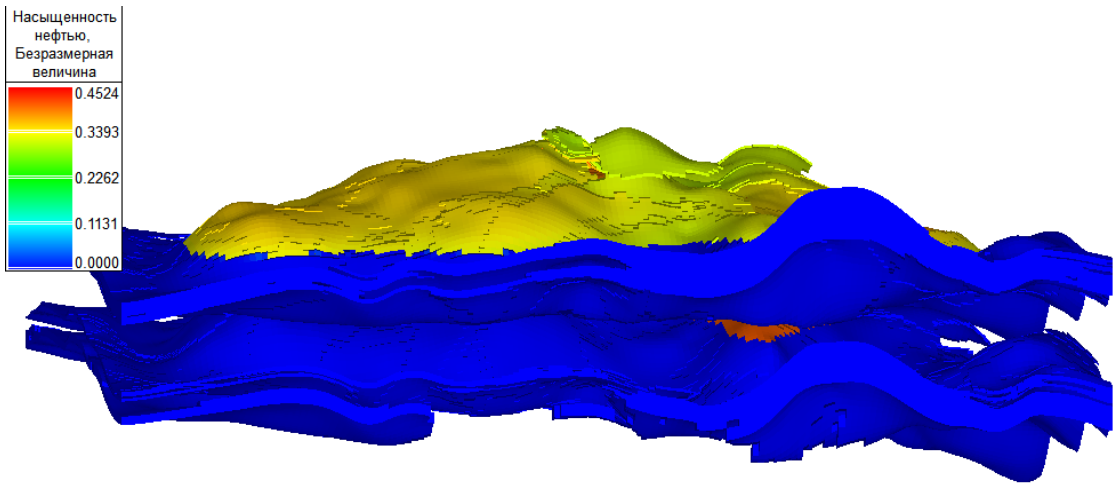


Рисунок 1.1 – Гидродинамическая модель

Для полученной модели сформировано 6 вариантов систем разработки, в которых варьировалось число скважин, длина горизонтального участка и расстояние между скважинами в рядах. В таблице 1.1 представлены основные параметры систем разработки. На рисунке 1.2 схематично отображены варианты систем разработки.

Таблица 1.2 – Параметры систем разработки

Вар.	Название	A	B	N	Длина ГС
1	Пятиточечная (обращенная)	424,26	600	5	0
2	Схема 1	400	700	3	300
3	Схема 2	400	900	3	500
4	Схема 3	400	1100	3	700
5	Схема 4	400	700/1400	5	300 | 800
6	Схема 5	400	400/1200	5	300 | 800

Где A – расстояние между рядами;

B – расстояние между скважинами в рядах;

N – число скважин в элементе.

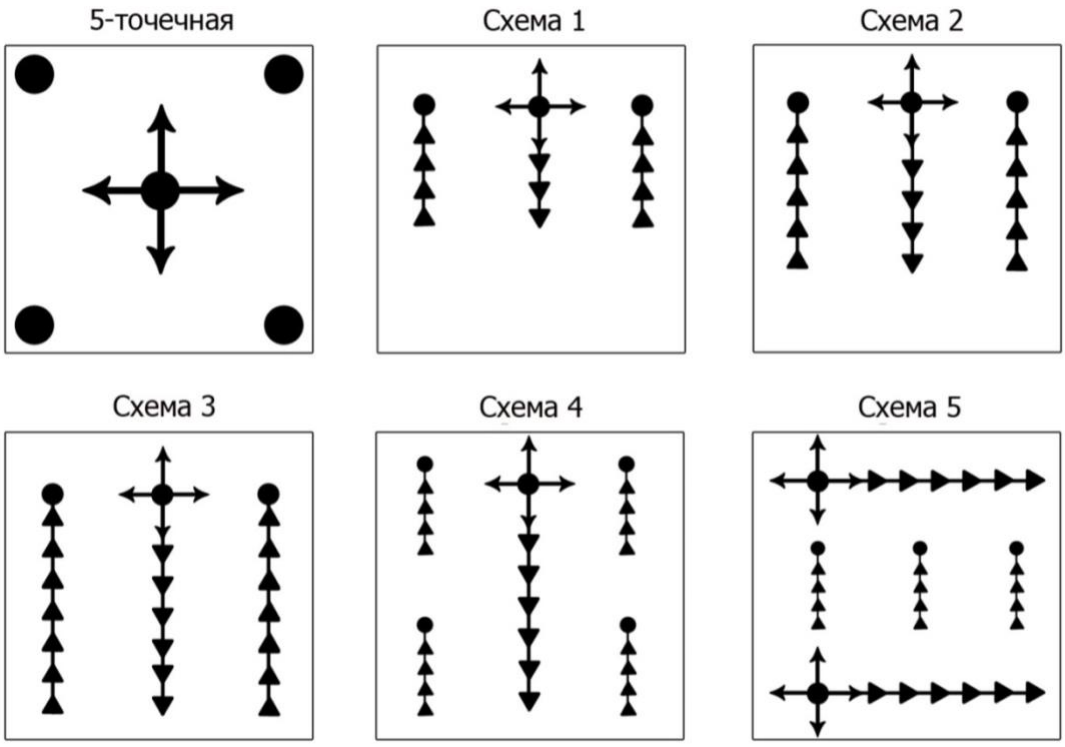


Рисунок 1.2 – Рассматриваемые системы разработки

Для каждой сформированной системы разработки расчет модели производился с 01.01.2018 по 01.01.2023. В результате по полученным данным были построены сравнительные графики схем 1,2,3 представленные на рисунках 1.3,1.4.

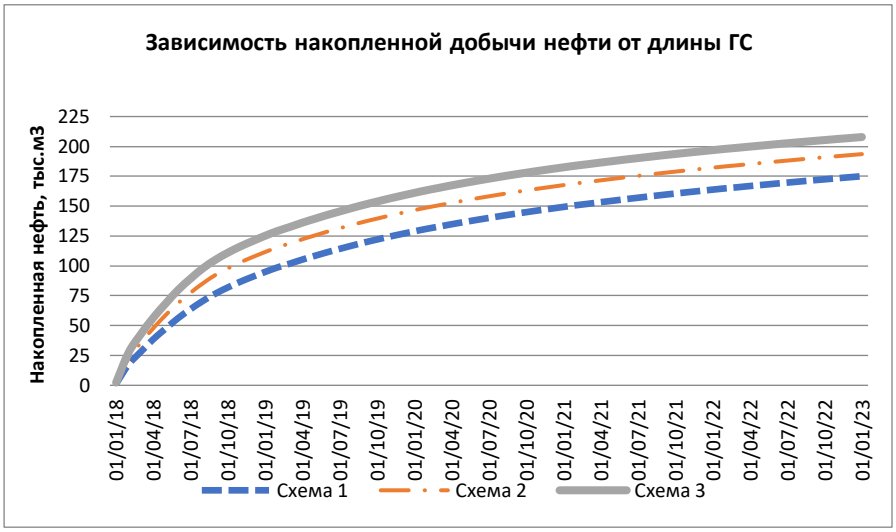


Рисунок 1.4 – Зависимость накопленной нефти от длины ГС

На рисунке 1.4 видно, что наблюдается прямая зависимость накопленной добычи нефти от длины горизонтального участка. Отметим, что с увеличением длины горизонтального ствола на 200 м. происходит соответствующий рост накопленной добычи нефти на 7-18%.

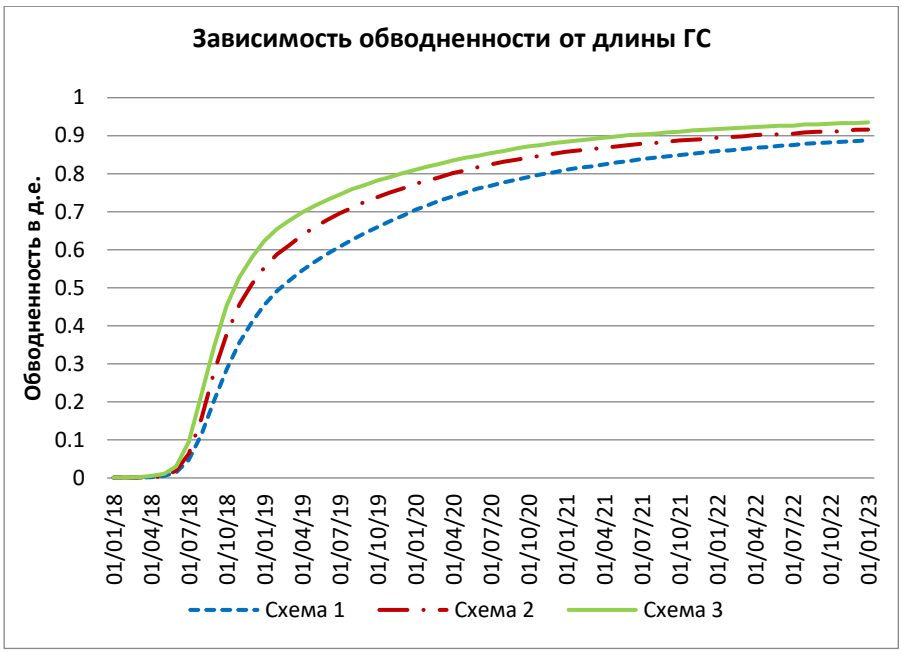


Рисунок 1.5 – Зависимость обводненности продукции от длины ГС

Из рисунков 1.4 и 1.5 делаем вывод, что с ростом добычи происходит и рост обводненности добываемой продукции. Между длинной горизонтальной скважины и обводненностью существует линейная зависимость, однако, полученные результаты к концу 2022 г. говорят о незначительном разбросе значений 2-5% при увеличении горизонтального ствола.

Для оценки эффективной всех сформированных вариантов был построен сравнительный график основных показателей разработки, изображенный на рисунке 1.6.

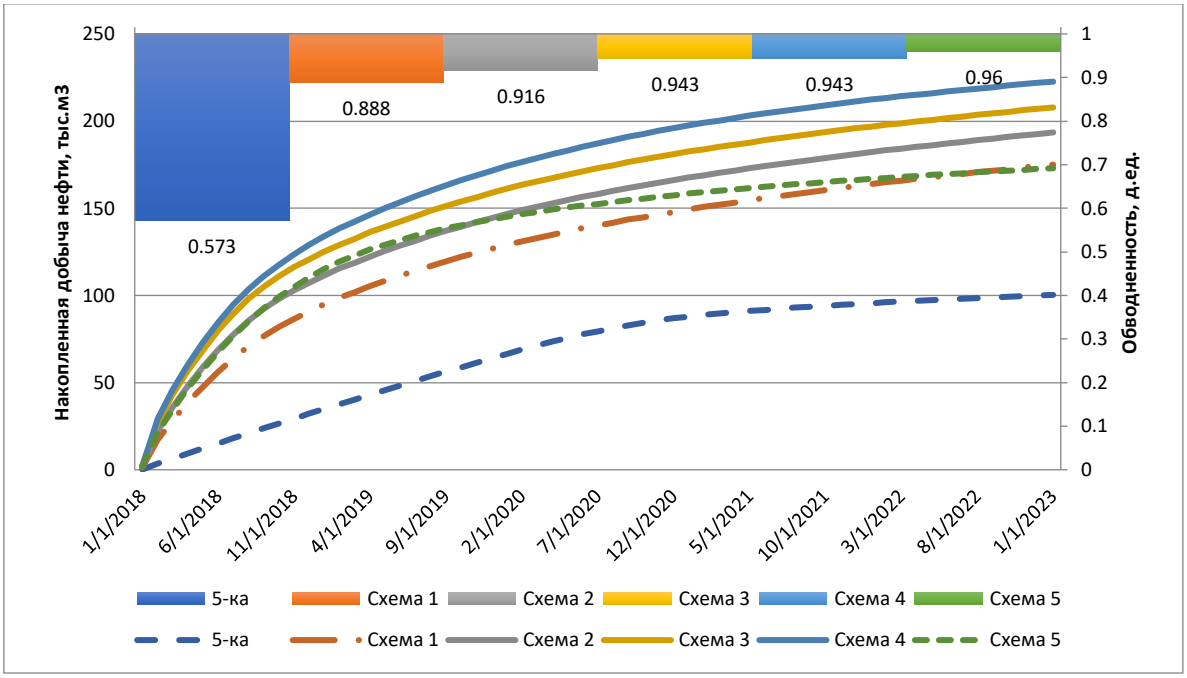


Рисунок 1.6 – График сравнения накопленной добычи нефти и обводненности по 6 сформированным вариантам систем разработки

На рисунке 1.6 стоит отметить, что схема 5, на конец прогноза имеет самое большое значение обводненности 0,96 при самой незначительной (среди схем с горизонтальными стволами) накопленной добычей 172942 м^3. Скорее всего, это связано, с размещением скважин на линиях деструкции, что привело к быстрому обводнению добываемой продукции и низкой выработке запасов. 5-чечная система разработки характеризуется самым долгим безводным периодом в течение 9 месяцев с 01.01.2018 по 01.09.2018 и самым низким значением обводненности на 01.01.2023, которое составило 57%. По результатам моделирования схема 4 показала наилучшее результаты по накопленной добыче нефти за 5 лет, тем не менее, без применения мероприятий по изоляции, в связи с высокой обводненностью скважины в ближайшее время придется ликвидировать.

На рисунке 1.6 изображен сравнительный график пятиточечной системы и схемы 1.

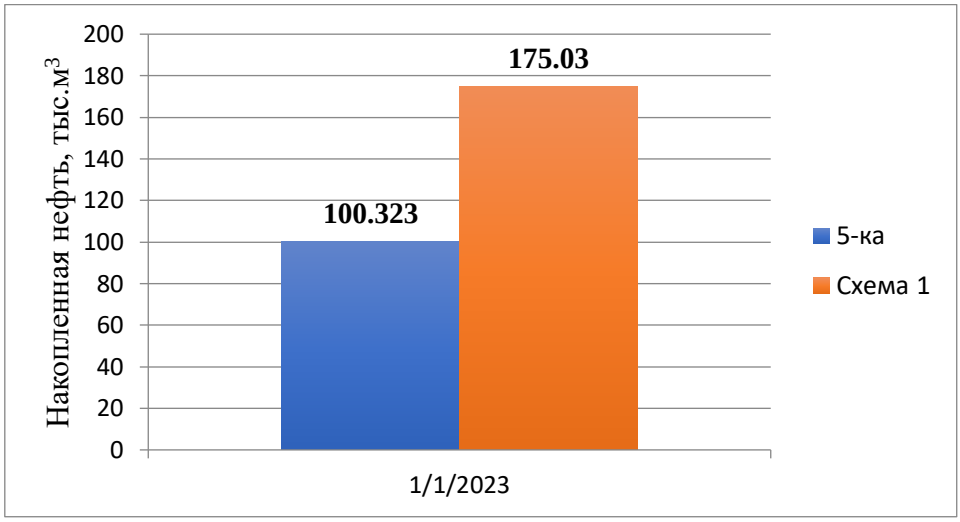


Рисунок 1.6 – График сравнения накопленной добычи нефти для пятиточечной системы и схемы 1

Сравнение схемы 1 и 5-точечной системы по накопленной добычи нефти, показало, что система с горизонтальными стволами длинной 300 метров превысила значение пятиточечного элемента с вертикальными скважинами на 74707 м^3.

Для экономической оценки эффективности систем разработки, на гидродинамической модели был выбран участок 1 размером 3.6 × 2.6 км и высотой около 3 м. Средняя общая толщина 8 м., средняя эффективная нефтенасыщенная толщина 1.3 м., нефтенасыщенность 0,41. На рисунке 1.7 представлены 6 вариантов разработки участка. В таблице 1.2 представлены основные данные по размещению систем на участке 1

Таблица 1.2 – Размещение систем разработки на участке 1

Параметры	Ед. изм.	Вар.1	Вар. 2	Вар. 3	Вар. 4	Вар.5	Вар.6
Количество скважин: добывающих	шт.	25	15	11	9	16	15
нагнетательных	шт.	15	11	8	7	6	8
Общее число	шт.	40	26	19	16	22	23
Соотношение к 5-точечной системе	д.ед.	1	0,650	0,475	0,400	0,550	0,575
Количество элементов	шт.	15	11	8	7	6	5

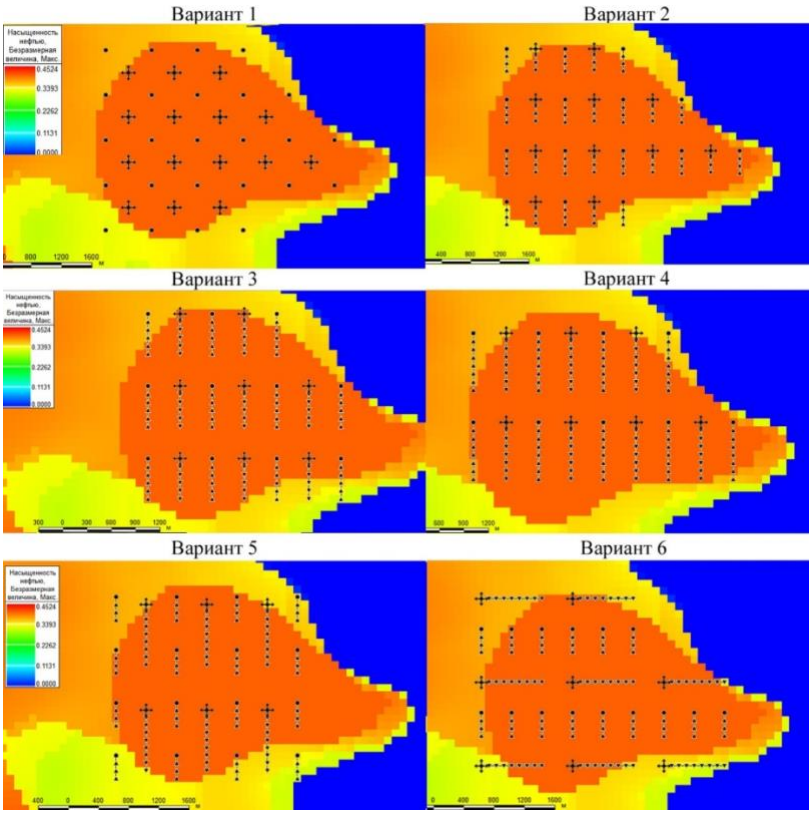


Рисунок 1.7 – Варианты разработки участка 1

Как видно из таблицы количество скважин, приходящиеся на участок 1 с 5-точечной системой, превышает количество скважин в других вариантах на 35 – 60%. По всем 6 вариантам разработки был произведен экономический расчет за 5 лет эксплуатации.

Для визуального отображения полученных результатов расчета был построен рисунок 1.8.

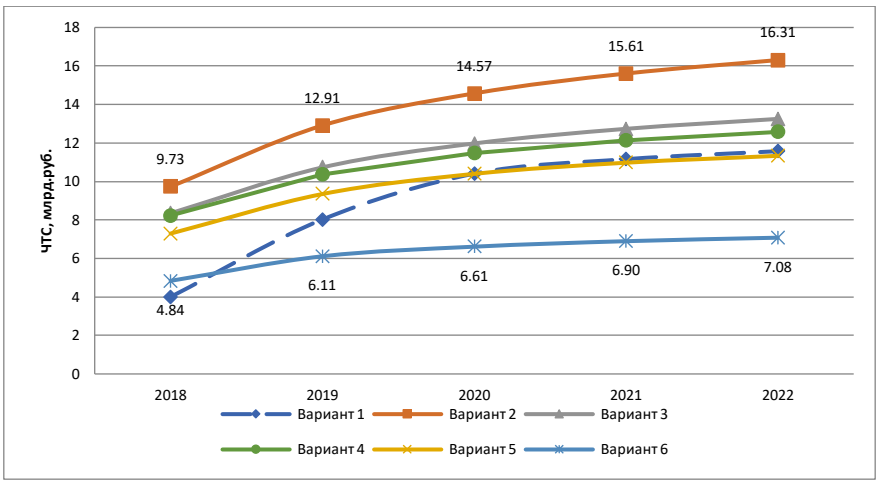


Рисунок 1.8 – Варианты разработки участка 1

Основной причиной низких дебитов горизонтальных скважин является условие залегания в сложнопостроенном коллекторе, как следствие, неравномерный профиль притока. обусловленный неоднородностью геолого-физических свойств, и, соответственно, искривлением зоны дренирования и неравномерности выработки запасов как по вертикали, так и по площади залежи. Наилучшим вариантом разработки участка 1 является вариант 2 с применением горизонтальных скважин длинной 300 м. Через 5 лет эксплуатации ЧТС составит 16,31 млрд. руб.

Список использованной литературы

1. Ахмедов, З.М. Исследование добычи неньютоновской нефти горизонтальными скважинами / З.М. Ахмедов, И.Ю.Гаджиева // Нефтепромысловое дело. - 2014. - №8. С. 41-43.

2. Грачева, С.К. Особенности методического подхода повышения эффективности работы горизонтальных скважин / С.К. Грачева, А.С. Самойлов // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна: Мат. VII Всероссийской науч.-техн. конф. - Тюмень: ТюмГНГУ, 20П. - С. 109 - 112.

3. Миронов, И.В. Применение горизонтальных скважин. Академический журнал Западной Сибири / И.В. Миронов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2015. - №5(60). - С. 21-22.

4. Муслимов, Р.Х. Пути повышения эффективности использования горизонтальных скважин для разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений / Р.Х. Муслимов // Георесурсы. - 2016. - № 3. - С. 146-153.

5. Самойлов, А.С. Принципы повышения эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов нефти горизонтальными скважинами / А.С. Самойлов, С.К. Грачева // Наука и ТЭК. - 2011. - №4. С. 31-35.

УДК 622

Кожевников И.Ю.

гр. РМмз-18-3, кафедра РЭНГМ, Тюменский индустриальный университет

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ГОРЕНИЯ В БИТУМНЫХ СЛАНЦАХ

Аннотация. *В данной статье рассмотрена область применения технологии горения в битумных сланцах.*

Ключевые слова: *битумный сланец, трещинноватость, природные битумы.*

Annotation. *This article examines the scope of technology of combustion in bituminous shales.*

Key words: *bituminous shale, fracturing, natural bitumens.*

Отложения баженовской свиты повсеместно развиты на территории Западной Сибири и залегают на глубине 2400-3100 м. Толщина свиты изменяется от 10 до 33м и в среднем составляет 27,5 м. Общая пустотность пород свиты колеблется в пределах 1-16 при среднем значении 7,8%. Пустотное пространство пород в основной массе пород на 50-90% заполнено, как правило, легкой нефтью и определяется их общей пустотностью. Линейные геологические запасы нефти изменяются на площади от 0,6 до 2,38 м3/м2. Отложения баженовской свиты характеризуются аномально высоким поровым давлением (АВПоД) с коэффициентом аномальности 1,53-1,74, которое в зонах трещиноватости фиксируется при бурении и испытании скважин.

Коллекторами являются трещиноватые разности пород с трещинной пустотностью 0,05-0,4%. Выделяются три типа коллекторов: трещинный (карбонатные породы), трещинно-поровый (глинисто-керогено-кремнистые породы) и каверново-трещинно-поровый (микрокаверны в карбонатном и керогеновом материалах, трещины каверновой размерности). В зонах аномального строения баженовской свиты, когда непосредственно в ее теле присутствуют песчано-алевритовые прослои, выделяется четвертый тип коллектора - поровый.

Образование трещиноватости в отложениях баженовской свиты произошло в результате автонефтеразрыва пород за счет энергии генерации УВ из керогена. Дробление пород происходило по схеме: автонефтеразрыв (дробление) пород – разгрузка в результате этого – залечивание трещин и повторение нового цикла. При этом частота проявления автонефтеразрыва определялась температурой пласта (темп генерации УВ из керогена), количеством керогена и степенью изолированности свиты от проницаемых пластов. По отдельным образцам керна карбонатных пород выделяется до четырех циклов их

продления. Из-за высокой пластичности некарбонатных разностей пород и выделения вторичного кальцита в трещинах карбонатов баженовская свита в основном является продуктивной (кроме участков частичного залечивания трещин в карбонатах) в зонах современного образования автонефтеразрывов. Этим и обьясняется спорадическое распределение интервалов притока нефти как по разрезу, так и по простиранию свиты.

Проницаемость пород (по образцам керна) колеблется в широких пределах от 10-8 до 2,5 мкм2 и определяется трещинной пустотностью, густотой и раскрытостью трещин. Раскрытость основной массы микротрещин в глинисто-керогено-кремнистых породах составляет 15-20 мкм. В карбонатных породах преобладают трещины раскрытостью 100-500 мкм, а в редких случаях в местах прерывистого залечивания трещин вторичным карбонатным материалом до нескольких миллиметров и даже до 1-2 см.

Баженовская свита является наиболее выдержанным по разрезу и в плане стратиграфическим подразделением осадочного чехла Западно-Сибирской плиты. Залегание пород баженовской свиты почти горизонтальное и кровля ее четко фиксируется на большей части территории Западно-Сибирской плиты, вследствие чего она является надежным региональным опорным отражающим сейсмическим горизонтом «Б».

Баженовская свита сложена, в основном, аргиллитами темно-серыми, иногда почти черными с коричневатым оттенком, преимущественно тонкослоистыми до листоватых, прослоями массивными, битуминозными, слюдистыми, с очень подчиненным значением известняков и мергелей. Для разреза этой свиты, характерна следующая закономерность: в верхней части чаще встречаются бурые породы, в средней черные, а в нижней карбонатные или породы с аутигенным кремнеземом. Строение свиты отображает фациальную обстановку осадконакопления в морском бассейне: от прибрежной, мелководной (средняя часть свиты) до глубоководной (основание и кровля свиты).

Для пород баженовской свиты характерно присутствие обильных включений пирита, присутствует обугленный растительный детрит и фауна аммонитов, пелеципод, фораминифер и радиолярий.

Возраст аргиллитов баженовской свиты - волжский. В самой кровле встречается фауна берриасского яруса.

Одной из ключевых особенностей баженовской свиты является высокое содержание керогена - ассоциации разнородных органических остатков, структура которого представляется в виде метастабильной макромолекулы, образованной конденсированными карбоциклическими ядрами, соединенными гетероатомными связями или алифатическими цепочками. В результате термодеструкции керогена в пласте генерируются жидкие и

газообразные углеводороды либо посредством прохождения стадии образования тяжелых асфальтеновых остатков, либо минуя ее.

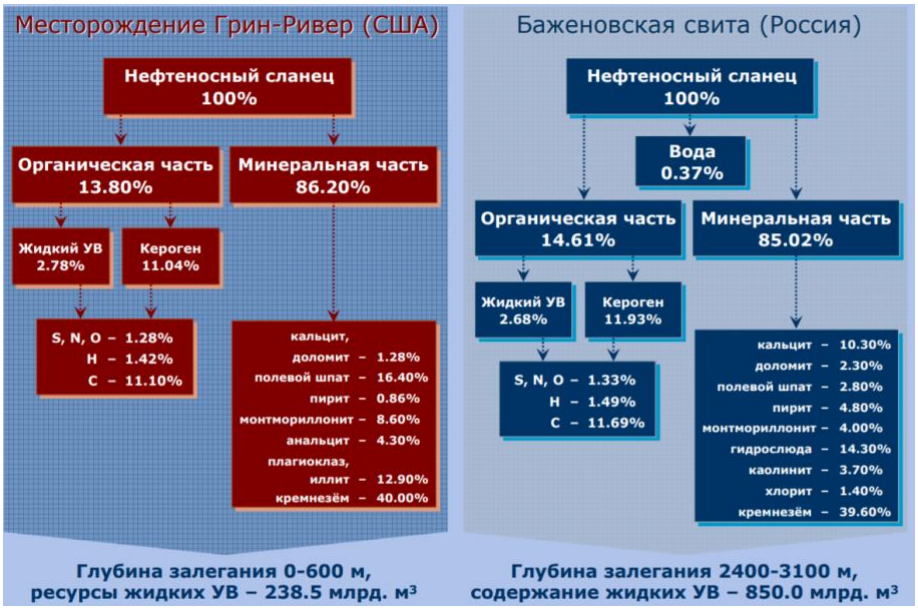


Рисунок 1.1 – Состав нефтеносного сланца

Суть технологии состоит в создании в пласте очага частичного сгорания углеводородов с выделением большого количества тепла. Для создания такого очага осуществляют зажигание пласта в призабойной зоне нагнетательной скважины, а затем, после поджига и извлечения зажигательного оборудования, с поверхности в пласт через нагнетательную скважину закачивают окислитель:

- воздух;
- воздух, обогащённый кислородом;
- чистый кислород;
- воздух с водой, часто попеременно;
- кислород с водой;
- воздух, кислород и вода.

Считается, что процесс горения происходит в два этапа. На первом происходит сравнительно низкотемпературное окисление нефти, сопровождающееся её нагревом и различными реакциями термического преобразования нефти (испарения, дистилляции, крекинга и пиролиза); начиная с температуры 100-150oC некоторые фракции нефти могут воспламеняться.

При температуре свыше примерно 250-260oC наступает второй этап, в результате которого образуется вода и полутвёрдый остаток, который воспламеняется в той зоне, в которой температура превышает некоторый порог, равный примерно 370oC. Именно образовавшееся при предварительном окислении нефти топливо и является материалом для горения, который обеспечивает нагрев пласта и протекание различных сложных физико-

химических процессов, резко увеличивающих подвижность несгоревшей нефти и её эффективное вытеснение к добывающей скважине (скважинам). Условно это топливо называют «коксом», хотя это и не вполне точно. Но такая терминология практически устоялась в научной литературе.

Большинство исследователей сходятся на том, что этот метод дает наибольший процент нефтеотдачи на залежах тяжелых нефтей по сравнению с любыми другими известными термическими (и не только термическими) методами.

По лабораторным и промысловым данным, при внутрипластовом горении сжигается до 15 % нефти от геологических запасов ее в пласте. Обычно сгорают наиболее тяжелые, менее ценные компоненты нефти.

Количество выделяющейся энергии (тепла) зависит от состава пластовой нефти. При сгорании тяжелых нефтей выделяется примерно 10-11 тыс. ккал/кг.

По результатам многочисленных теоретических и лабораторных исследований, промысловых экспериментов выявлен ряд характерных особенностей метода внутрипластового высокотемпературного горения:

• внутрипластовое горение может осуществляться в виде сухого внутрипластового горения (СВГ), влажного внутрипластового горении (ВВГ) и сверхвлажного внутрипластового горения (СВВГ); отличие ВВГ и СВВГ связано с величиной водовоздушного фактора (ВВФ) – отношения объема закачиваемой в пласт воды к объему закачиваемого в пласт воздуха;

На процесс внутрипластового горения значительное влияние оказывают:

- пластовое давление;
- тип породы и нефти;
- величина начальной нефтенасыщенности;
- плотность нефти;
- содержание в нефти асфальтенов и смол;
- глубина залегания пласта;
- толщина и проницаемость пласта;
- наличие вертикальной трещиноватости;

Процесс внутрипластового горения имеет следующие разновидности:

1. Прямоточный процесс внутрипластового горения, когда направления движения зоны горения и окислителя совпадают;

2. Противоточный процесс, когда зона горения движется навстречу потоку окислителя.

Конечно же, расположение фронта по центру пласта, далеко не всегда будет соблюдаться. За счёт гравитационных сил, особенно в пластах толщиной более 5 м, закачиваемый газообразный окислитель может преимущественно распространяться в прикровельной части пласта. Однако, в тонком пласте, если окислитель распространяется в прикровельной части, происходит кондуктивный нагрев и центральной и приподошвенной части пласта, что способствует некоторому выравниванию фронта.

Термический окислительный процесс в залежах баженовской свиты обладает своими отличительными особенностями. В процессе нагрева керогенсодержащие породы, характеризуемые низкой, практически нулевой, проницаемостью, образуют сеть трещин и, соответственно, каналы фильтрации для подвижной нефти. В результате термодеструкции керогена происходит образование синтетической нефти и газа, количество которых зависит от исходного содержания органического вещества в породе, а также от термобарических условий. Процессы термодеструкции органического вещества, содержащегося в породе баженовской свиты, происходят с образованием сероводорода. С увеличением температуры фронта горения растет и содержание сероводорода в газообразных продуктах реакции.

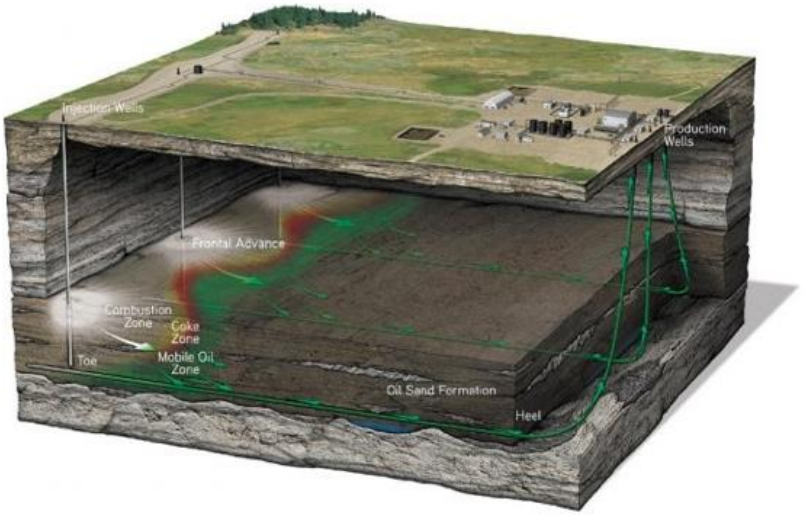


Рисунок 1.2 – Модель процесса внутрипластового горения

Список использованной литературы

1. РД 39-9-191-79. Дополнение. Инструкция по инициированию внутрипластового процесса горения для различных геолого-физических условий / ВНИИ, ВНИИТБ; А.И. Сергеев, О.М. Айзикович, Б.П. Атаджанян [и др.]. – Введ. с 19.06.1984. – М.: ВНИИ. – 1984. – 60 с.

2. РД 39-9-191-79. Методическое руководство по проектированию и применению внутрипластового горения в разработке нефтяных месторождений / ВНИИ; Г.Г. Вахитов, М.Л. Сургучев, А.А. Боксерман [и др.]. - Введ. с 01.10.1979. – М.: ВНИИ. – 1979. – 172 с.

3. Дейк Л.П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений [Текст]. - М.: ООО "Премиум Инжиниринг". - 2009. - 570 с.

4. Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Казаненков В.А., Конторович В.А., Костырева Е.А., Пономарева Е.В., Рыжкова С.В., Ян П.А. Баженовская свита - главный источник ресурсов нетрадиционной нефти в России / Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. - 2014.-№2. - С.2.

5. Коровина Т.А., Кропотова Е.П., Федорцов И.В. Особенности строения и вещественного состава пород баженовской свиты на примере Ай-Пимского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2014 № 6, С. 18-22.