

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ОПЫТ, АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

*Материалы VIII Международной научно-практической конференции
обучающихся, аспирантов и ученых
(Нижневартовск, 27 апреля 2018 г.)*

Том 1

Тюмень
ТИУ
2018

УДК 622.276+550.832

ББК 33.36+26.3

О 60

Ответственный редактор:

Ю. Б. Чебыкина

Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития
О 60 нефтегазового комплекса: материалы VIII Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых (Нижевартовск, 27 апреля 2018 г.). В 2-х томах / отв. ред. Ю. Б. Чебыкина. – Тюмень: ТИУ, 2018.

Том 1. – 337 с.

ISBN 978-5-9961-1870-0 (общ.)

ISBN 978-5-9961-1871-7 (том 1)

В сборник вошли научные исследования обучающихся, аспирантов, учёных, педагогических работников и специалистов-практиков участвовавших в конференции по направлениям «Становление и развитие нефтегазовой отрасли» и «Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений».

География участников конференции: АО «Нижевартовское нефтегазодобывающее предприятие», АО «Самотлорнефтегаз», Imperial College London, Институт нефти и газа им. М.С. Гущериева УдГУ, Лицей (г. Нижевартовск), Лицей № 2 (г. Нижевартовск), Казанский федеральный университет, Кемеровский государственный университет, Мегийонский политехнический колледж, Национальный авиационный университет (г. Киев), Научно – исследовательский институт энергетики и экономики при ГКПЭН КР (г. Бишкек), Нежинский агротехнический институт национального университета биоресурсов и природопользования Украины, Нижевартовский государственный университет, Нижевартовский нефтяной техникум, Омский строительный колледж, ООО «Нафтагаз – Бурение», ПАО «Варьеганнефтегаз», Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина (г. Москва), Российский университет дружбы народов (г. Москва), Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербургский государственный университет, Тюменский индустриальный университет, Тюменский филиал ИТПМ им. С.А. Христиановича СО РАН (г. Тюмень), Удмуртский государственный университет (г. Ижевск), Уфимский государственный нефтяной технический университет, Ухтинский государственный технический университет, филиал ТИУ в г. Нижевартовске, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИ-ПИнефть» в г. Тюмени.

УДК 622.276+550.832

ББК 33.36+26.3

ISBN 978-5-9961-1870-0 (общ.)

ISBN 978-5-9961-1871-7 (том 1)

© Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Тюменский индустриальный университет», 2018

СОДЕРЖАНИЕ

СЕКЦИЯ I СТАНОВЛЕНИЕ И РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Аксёнова Н.А., Орлова А.Е. ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ СКВАЖИН.....	8
Бабюк Г.Ф. АНАЛИЗ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ	12
Байсухан Р.Н., Эйюбов А.С. ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ	19
Власова А.В. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СТЕКЛОПЛАСТИКОВЫХ КОМПОЗИЦИОННЫХ ВОЛОКНИСТЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ РЕМОНТА ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА И АРКТИКИ.....	22
Жовтиханов Д.С. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НАНОМАТЕРИАЛОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ	26
Жовтиханов Д.С., Погребная И.А СПОСОБЫ ПЕРЕРАБОТКИ И ПОЛЬЗА ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА	29
Иващенко Д.А., Погребная И.А. ДОКАЗАТЕЛЬСТВО БИОГЕННОЙ ТЕОРИИ ПРОИСХОЖДЕНИЯ НЕФТИ НА ПРИМЕРЕ ИСКУССТВЕННОЙ НЕФТИ	31
Исламгулов Д.Р., Чебыкина Ю.Б. ПРОМЫШЛЕННОЕ ОСВОЕНИЕ ЭРГИНСКОГО КЛАСТЕРА	36
Константинович Э.А., Салыхова А.Р. ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ИЗОЛЯЦИОННОГО ПОКРЫТИЯ ТРУБОПРОВОДОВ ПОСРЕДСТВОМ ПРИМЕНЕНИЯ АСМОЛА	41
Краснов В.Г., Акпаралиев Р. ОСОБЕННОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ МИКРО НА ГОРНЫХ РЕКАХ	43
Курнашов И.Д., Погребная И.А. ДОБЫЧА НЕФТИ НА АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ	46
Мазурина В.А. ДОСТОИНСТВА И НЕДОСТАТКИ ПРИМЕНЕНИЯ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ ...	49
Михайлова С.В. МОТИВАЦИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЗАИНТЕРЕСОВАННОСТИ К САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЕ СТУДЕНТОВ В ТЕХНИЧЕСКОМ ВУЗЕ	51
Нурисламов О.Р. РЕАКТОР СИНТЕЗА ГИДРАТОВ ПРИРОДНОГО ГАЗА	54
Погребная И.А. ДИАГНОСТИКА РЕЗУЛЬТАТИВНОСТИ ОБУЧЕНИЯ В ТЕХНИЧЕСКОМ ВУЗЕ.....	58
Подскребкин А.Д., Мусаев Э.А. ПЕРСПЕКТИВЫ СЛАНЦЕВОГО ГАЗА.....	61

Подскребкин А.Д., Кравченко Е.В. ТЕНДЕНЦИЯ ВЛИЯНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ НА УСТОЙЧИВУЮ РАБОТУ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ	63
Понкротова В.В. АНАЛИЗ МЕТОДОВ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ СТРЕСС - КОРРОЗИОННЫХ ДЕФЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ	67
Савельева Н.Н. ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ВИХРЕТОКОВЫХ ДЕФЕКТОВ ДЛЯ ДИАГНОСТИКИ ТРУБОПРОВОДОВ	71
Федорина Т.П., Бабюк Г.Ф. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПОДХОД В ТЕХНИЧЕСКОМ ОБРАЗОВАНИИ.....	73
Фёдоров А. , Фёдорова Н. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОГНОЗНЫХ ЦЕН НА СПГ ДЛЯ БАЛТИЙСКОГО РЕГИОНА.....	79
Халдина Ю.А., Бабюк Г.Ф. ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ В ГРП.....	85
Хамитов С.И. ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ ГАЗА, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ОМСКОЙ ОБЛАСТИ	88

СЕКЦИЯ II ГЕОЛОГИЯ И РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Абрамов Н.В., Дягилев В.Ф., Беляев О.В. ТЕХНОЛОГИЯ РАЗРАБОТКИ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЗОН (ВНЗ) НА СЕВЕРО-ОРЕХОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	96
Авдеева В.С., Исхаков А.Р. ПРОЕКТИРОВАНИЕ МЕТОДА ИНДУКЦИОННОГО НАГРЕВА СКВАЖИНЫ ПРИ БОРЬБЕ С АСПО	100
Аль-Кебси А. А. М.А. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ЗА СЧЕТ УЧЕТА ТРЕЩИН	104
Аль-Шаргаби М.А., Аль-Кебси А.А. ТЕХНОЛОГИЯ СОЛЯНОКИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК ДЛЯ УСЛОВИЙ ВЫРАБОТКИ НЕФТИ НА АРЛАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	110
Анаприенко Е.В., Жукова Е.М. ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ ИССЛЕДОВАНИЙ ИНТЕРФЕРЕНЦИИ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ЯНАО.....	114
Борисов А.А., Кривова Н.Р. ОБОСНОВАНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО БУРЕНИЯ ПЛАСТОВ ПОКУРСКОЙ СВИТЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ НА ОСНОВЕ ПРОМЫСЛОВОГО АНАЛИЗА	116
Григорьев В.С., Кирсанов М.С., Зомарева Е.В. КРИТЕРИИ ВЫБОРА ОБЪЕКТА ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ ИССЛЕДУЕМОЙ ТЕХНОЛОГИИ	120
Григорьев В.С., Кирсанов М.С., Зомарева Е.В. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА СЕВЕРО-ЯНГТИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	123

Гулин А.Б., Бондарева Ю.В. ВЗАИМОСВЯЗЬ ОСНОВНЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ В ЗАЛЕЖАХ ПЛАСТОВ ГРУППЫ АЧ НА ГРАНИЦЕ ВАТЬЕГАНСКОГО ВАЛА И МОГУТЛОРСКОГО ПРОГИБА.....	126
Гуляев С.В. НЕСТАЦИОНАРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ, КАК МЕТОД УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ.....	131
Джамалутдинов А.Б., Кривова Н.Р. ОБОБЩЕНИЕ ОПЫТА ОПР И ФОРМИРОВАНИЕ СТРАТЕГИИ РАЗРАБОТКИ ОТОРОЧКИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ.....	134
Дитковский К.С. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕРМОГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО СИМУЛЯТОРА С ЦЕЛЬЮ КОЛИЧЕСТВЕННОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПЕРЕТОКОВ	139
Дягилев В.Ф., Бабюк Г.Ф. ОЦЕНКА ХАРАКТЕРА ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ СЕВЕРО-ОРЕХОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	142
Дягилев В.Ф., Бабюк Г.Ф. ОЦЕНКА ХАРАКТЕРА ВЛИЯНИЯ ЗАКАЧКИ НА ОТБОРЫ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ОБЪЕКТА А ₁₋₃ СЕВЕРО-ОРЕХОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	147
Дягилев В.Ф., Лубягина Н.В., Перепелкина А.Н. ОЦЕНКА ХАРАКТЕРА ВЛИЯНИЯ ЗАКАЧКИ НА ОТБОРЫ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ОБЪЕКТА А ₂₋₁ СЕВЕРО-ОРЕХОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	155
Жумагалиев Н.Н. ПРИМЕНЕНИЕ КОЖУХОВ ДЛЯ ОХЛАЖДЕНИЯ ПОГРУЖНЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ	163
Зайнутдинов К.Р., Мигунова С.В. ОБОБЩЕНИЕ ОПЫТА РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК	167
Зомарева Е.В. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ БЕЗГАЗОВО-БЕЗВОДНЫХ ДЕБИТОВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ КРАЙНЕГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	173
Инякин В.В., Костина Е.С. АНАЛИЗ ЭЛЕКТРОТЕПЛОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА, КАК ТЕХНОЛОГИЯ БОРЬБЫ С «КОНДЕНСАТНЫМИ БАНКАМИ»	178
Исхаков Р.Ф., Стрекалов А.В. ОПЫТ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА ПЛАСТАХ ПОКУРСКОЙ СВИТЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	180
Каланчук А.О. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОБЛЕМ САМОЗАДАВЛИВАНИЯ СКВАЖИН СЕНОМАНСКОЙ ЗАЛЕЖИ НА НЕИЗВЕСТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	182
Калашников О.Н. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	185
Камалов К.А., Лях Р.А. ОЦЕНКА ХАРАКТЕРА ВЛИЯНИЯ ЗАКАЧКИ НА ОТБОРЫ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ОБЪЕКТА Ю ₁₋₁ СЕВЕРО-ОРЕХОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	186

Каменский Г.А. ОБОСНОВАНИЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ В УСЛОВИЯХ ШЕЛЬФОВОЙ РАЗРАБОТКИ.....	193
Качур И.Ю. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ УЗУНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ....	200
Клыкова Е.С., Мигунова С.В. ОБОСНОВАНИЕ ВАРИАНТА РАЗРАБОТКИ МЕЛКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С НЕФТЯНОЙ ОТОРОЧКОЙ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ N В ПЕРМСКОМ КРАЕ.....	206
Коннов В.Н., Саратинян Н.А. МОНИТОРИНГ БУРЕНИЯ БАЖЕНОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ И РЕКОМЕНДАЦИИ НА ДООИЗУЧЕНИЕ.....	212
Константинович Э.А., Минханов И.Ф. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ МИКРОДИСПЕРСНОГО СИЛИКАТНОГО ГЕЛЯ (МДС) НА НОВОЕЛХОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	219
Котов Д.С. ПРОВЕДЕНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕРМОАНОМЕТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ (ТМС).....	222
Лабазанов Х.М. Цыганков М.С. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТУРОНСКИХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА ЮЖНО-РУССКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	225
Лобанов П.Ю. ВЫБОР НАИБОЛЕЕ РЕНТАБЕЛЬНОГО ВАРИАНТА ДЛИНЫ ГС И КОЛИЧЕСТВА СТАДИЙ ГРП НА НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ....	229
Михайлов А.Л. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОСВОЕНИЯ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ.....	233
Мостаджеран Г.М., Телков В.П., Хадавимогаддам Ф. ИССЛЕДОВАНИЕ МИКРОВОЛНОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ.....	237
Нежура И.С., Полищук С.Т., Погребная И.А. ОПРЕДЕЛЕНИЕ АДСОРБЦИОННО-ДЕСОРБЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ИНГИБИТОРОВ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ.....	243
Петрова М.В. ОБОБЩЕНИЯ ПОЛУЧЕННОГО ОПЫТА ПО ИЗУЧЕНИЮ ВИДОВ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ, ПРИЧИН ИХ ВОЗНИКНОВЕНИЯ, СПОСОБОВ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И БОРЬБЫ С НИМИ.....	247
Полякова Н.С., Стрекалов А.В., Радевич Ю.Е. ПРИМЕНЕНИЕ МАШИНОГО ОБУЧЕНИЯ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПЕРФОРАЦИОННЫХ РАБОТ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	253
Попов С.С., Ахметова Л.В. ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НИЖНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В ПРЕДЕЛАХ КОГАЛЫМСКОГО РЕГИОНА.....	258
Пятыгина Д.Н., Стрекалов А.В. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОРЫВА ТРЕЩИН ОТ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН.....	265

Саманов А.Ш., Ленченкова Л.Е., Фоломеев А.Е. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ С ЦЕЛЬЮ УВЕЛИЧЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВОДИМЫХ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК.....	272
Стрекалов А.В., Тополева А.В. ПОИСК РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НАСЫЩЕННОСТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СКВАЖИН В СТАЦИОНАРНОЙ ПОСТАНОВКЕ	277
Танаянц Д.О. ПРИМЕНЕНИЕ ПОТООТКЛОНЯЮЩИХ КИСЛОТНЫХ СИСТЕМ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА ФЛЮИДА В УСЛОВИЯХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ.....	282
Тимошенко В.Г., Никитин М.Н. НОВОЕ НАСОСНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН.....	287
Туктамышева А.А. ОСОБЕННОСТИ РАЗВИТИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ГРП	293
Фадеев С.В. УТОЧНЕНИЕ СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ЗАЛЕЖИ ПЛАСТА Ю ₂₋₃ ЗАПАДНО-ТУГРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	296
Филимонова Л.Н. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПРИ ПАРОЦИКЛИЧЕСКОМ ВОЗДЕЙСТВИИ НА СКВАЖИНУ, ПЕРЕСЕКАЮЩУЮ ВЕРТИКАЛЬНУЮ ТРЕЩИНУ	303
Хайруллин А.А., Кирсанов М.С., Назарова Н.В., Мамчистова Е.И. ОЦЕНКА ВАРИАНТОВ РАЗЛИЧНЫХ СИСТЕМ СБОРА И ТРАНСПОРТИРОВКИ ГАЗА НА УКПГ	306
Цыганков М.С. МЕТОДЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБВОДНЯЮЩИХСЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ЯНАО.....	312
Чухланцева Г.Г. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ.....	315
Шаньгин Е.С., Колесник С.В. ЗАБОЙНЫЙ ТЕПЛОГЕНЕРАТОР ДЛЯ ОБОГРЕВА ПЛАСТА ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ.....	321
Шафигуллин И.И. ОСОБЕННОСТИ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ	328
Шуляк И.П. ИССЛЕДОВАНИЕ ПАВ (ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ) И ИХ ВЛИЯНИЕ НА ФАЗОВУЮ ПРОНИЦАЕМОСТЬ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ.....	332

СЕКЦИЯ I СТАНОВЛЕНИЕ И РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ СКВАЖИН

Аксенова Н.А.¹, Орлова А.Е.²

¹ Филиал ТИУ в г. Нижневартовске;

² Тюменский индустриальный университет

Антропогенная нагрузка, постоянно усиливающаяся в ходе научно-технической революции, привела к необходимости проведения оценки негативных изменений состояния окружающей среды (ОС).

Геоэкологической оценкой состояния назовем установление количественных и качественных показателей исследуемых объектов на основе их соответствия определенным уровням или нормам.

Оценка воздействия выполняется для предупреждения возможной деградации окружающей среды, под влиянием намечаемой хозяйственной или иной деятельности, а также для обеспечения экологической стабильности территории, на которой размещён объект строительства. Таким образом, оценка воздействия на окружающую среду (далее – ОВОС) создания благоприятных условий жизни населения и должна предшествовать принятию решения об инвестициях в реализацию проекта.

В настоящее время понятие "оценка воздействия на окружающую среду" сопровождается регламентом Государственного комитета РФ по охране окружающей среды № 372 от 16 мая 2000 г. «Об утверждении положения об оценке воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду в Российской Федерации».

В соответствии с данным документом оценка влияния предполагаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду - процесс, сопутствующий утверждению экологически нацеленного управленческого решения о реализации намечаемой деятельности для дальнейшего определения возможных неблагоприятных воздействий, оценки и учёта экологических последствий, общественного мнения, а также разработки мер по уменьшению и предотвращению воздействий.

В данной статье в качестве исследуемого компонента окружающей среды для оценки загрязнения территории строительства выбран атмосферный воздух.

Оценка загрязнения исследуемой территории выполняется по 10-ти бальной шкале.

Учитывались интенсивность проявления каждого показателя по величине и его площадное распространение на участках. Так, например, если на участке ни один из элементов не превышал нормы ПДК, то по данному

критерию участку присваивался 1 балл, что является нормой. Если элемент превышал ПДК, определялось его соответствие группам экологических классов: (2–4) - риск, (5–7) - кризис, (8–10) - бедствие, при этом минимальный балл присваивался при точечном распространении (до 10% площади), средний - при локальном (10-30 %), максимальный - при площадном (>30 %).

Техногенное загрязнение атмосферного воздуха формируется непосредственно под влиянием различных выбросов и условий, как регионального, так и глобального рассеяния загрязняющих веществ. Рассеивающая способность атмосферы напрямую зависит от вертикального распределения температуры, а также от скорости ветра. Условия интенсивного турбулентного обмена создаются при снижении температуры воздуха с увеличением высоты. Ухудшение рассеивания промышленных выбросов и накопление вредных веществ в приземном слое атмосферы происходит при ослаблении турбулентного обмена.

Для оценки современного состояния воздушного бассейна были использованы данные по фоновым концентрациям загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на территории Нижневартовского района, предоставленные Ханты-Мансийским центром по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды – филиалом ФГБУ «Обь-Иртышское УГМС» (табл.1)

Таблица № 1

Содержание загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на территории Нижневартовского района

Наименование вещества	ПДК _{м.р.} , мг/м ³	Концентрация, мг/м ³
Оксид азота	0,4	0,040
Диоксид азота	0,2	0,065
Диоксид серы	0,5	0,003
Оксид углерода	5	0,65
Пыль (взвешенные вещества)	0,5	0,100
Фенол	0,007	0,004
Формальдегид	0,035	0,006

Соответственно, атмосферный воздух на территории изыскиваемых объектов содержит низкие концентрации загрязняющих веществ, превышение ПДК_{м.р.} не выявлено. Данный компонент окружающей среды можно охарактеризовать как условно чистый.

Период строительства. Во время строительных работ используется спецтехника, эксплуатация которой сопровождается загрязнением атмосферы продуктами неполного сгорания топлива. В состав отработанных газов входят: оксиды углерода и азота, сажа, диоксид серы, диоксид азота, а также керосин и бензин. Наиболее опасным из них является диоксид азота – 3 класс опасности.

Если энергоснабжение строительных работ будет осуществляться при помощи передвижных электростанций, то при их эксплуатации в ат-

мосферу будут поступать диоксиды азота и серы, оксиды углерода и азота, углерод черный, углеводороды по керосину, формальдегид и бенз(а)пирен.

Заправка спецтехники в период строительных работ осуществляется на месте работ дизельным топливом и бензином, в результате чего в атмосферу поступят сероводород и углеводороды предельного ряда (C12-C19) в первом случае; углеводороды предельные (C1-C5), углеводороды предельные (C6-C10), амилены, бензол, ксилол, толуол и этилбензол – во втором случае.

Для уменьшения загрязнения атмосферного воздуха ДВС техники, занятой на строительстве, система газораспределения регулируется так, чтобы в выхлопных газах содержание окиси углерода и других компонентов не превышало значений, установленных ГОСТ 17.22.03-87.

Период эксплуатации. Источниками загрязнения атмосферного воздуха при эксплуатации площадки поисковой скважины № 9П и автозимника являются: буровое оборудование, емкости ГСМ, дренажные емкости, котельная, дизельная электростанция, автотранспорт.

Буровое оборудование, котельная, дизельная электростанция и автотранспорт относятся к неорганизованным источникам выбросов углеводородов.

Емкости ГСМ и дренажные емкости относятся к организованным источникам, поскольку выброс загрязняющих веществ производится через дыхательные клапаны и воздухопроводы.

Таким образом, в период эксплуатации будет производиться загрязнение атмосферы сажей, оксидами углерода и азота, сажей, диоксидом серы и азота, керосин и бензин, ароматическими углеводородами (бензол, толуол, ксилол), предельными ациклическими углеводородами (C1-C6) и многими другими веществами.

Для обеспечения безопасности работ, а также уменьшения негативного воздействия на окружающую среду проектной документацией должны быть предусмотрены следующие мероприятия:

1. Автоматизация технологического процесса, предупреждающего аварийные ситуации;
2. Полная герметизация всего оборудования;
3. Оснащение всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное, предохранительными клапанами;
4. Строгое соблюдение границ территории, отведенной для строительства проектируемых объектов;
5. Запрет со стороны администрации предприятия ввоза и хранения на территории лицензионного участка всех видов орудий охотничьего промысла (охотничьего оружия, капканов и т.д.);
6. Запрет на оставление техники, не задействованной в технологии строительства с работающими двигателями в ночное время;
7. Движение транспорта по запланированной схеме, недопущение неконтролируемых поездок;

8. Применение антикоррозийных покрытий и ингибиторов для борьбы с солеотложениями и коррозией нефтепромыслового оборудования;

9. Применение стали повышенной коррозионной стойкости;

10. Применение труб из материалов, соответствующих климатическим условиям района расположения проектируемого объекта;

11. Проведение основного объема строительных и земляных работ в зимний период;

12. Восстановление и укрепление нарушенных участков путем восстановления растительного покрова.

На основании ст. 24 Федерального закона № 96-ФЗ от 04.05.1999 г. «Об охране атмосферного воздуха» государственный контроль должен обеспечить соблюдение стандартов, нормативов, правил и иных требований охраны атмосферного воздуха, в том числе проведения производственного контроля. В соответствии с требованиями ст. 25 юридические лица, имеющие источники вредного химического, биологического и физического воздействия на состояние атмосферного воздуха должны осуществлять его производственный контроль.

В соответствии со ст. 27 Федерального закона № 52-ФЗ от 30.03.95 г. «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» условия работы с машинами, механизмами, установками, устройствами, аппаратами, которые являются источниками физических факторов воздействия на человека (шума, вибрации, ультразвуковых, инфразвуковых воздействий, теплового, ионизирующего, неионизирующего и иного излучения), не должны оказывать вредное воздействие на человека. В обязанности юридических лиц согласно ст. 11 входит осуществление производственного контроля, в том числе посредством проведения лабораторных исследований и испытаний.

Анализ данных по физико-химическим параметрам компонентов ОС на площадке поисковой скважины № 9П и автозимника показал, что состояние атмосферного воздуха условно чистое.

Библиографический список

1. Постановление Правительства ХМАО - Югры № 485-п от 23.12.2011 г. «О системе наблюдения за состоянием окружающей среды в границах лицензионных участков на право пользования недрами с целью добычи нефти и газа на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и признании утратившими силу некоторых постановлений Правительства Ханты-Мансийского автономного округа – Югры».
2. Попов, А. И. Природные условия Западной Сибири / А. И. Попов, В. Т. Трофимов. – Москва : Изд-во МГУ, 1971. – 239 с.

АНАЛИЗ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ

Бабюк Г. Ф.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Мировое сообщество считает, что РФ продает только сырую нефть. На самом деле, три четверти нефтяного экспорта приходится на продукты переработки нефти. С введением санкций с 2014 года началась модернизация нефтеперерабатывающих производств. На территории России функционируют 33 НПЗ, в том числе 8 средних и более 230 мини заводов. Загружены они на 92%. Большинство НПЗ были созданы после Великой Отечественной войны, но сейчас они прошли или проходят модернизацию.

В таблице 1 приведен перечень крупнейших российских НПЗ, их мощность и глубина переработки нефтепродуктов.

Таблица № 1

Российские нефтеперерабатывающие заводы

Компании	Кол-во НПЗ	Перечень НПЗ	Глубина переработки, (д.ед.)	Мощность по переработке, (млн.тонн)
Роснефть	9	Ангарский НХК	0.738	10,2
		Ачинский	0.661	7,5
		Комсомольский	0.628	8
		Куйбышевский	0.61	6,8
		Новокуйбышевский	0.709	8, 8
		РНК	0.686	18,5
		Саратовский	0.72	7
		Сызранский	0.676	8,5
		Туапсинский	0.5164	12
Лукойл	4	Волгограднефтепереработка	0,71	15,7
		Нижегороднефтеоргсинтез (Лукойл-НОРСИ)	0,75	17
		Пермнефтеоргсинтез	0,88	13,1
		Ухтинский	0,71	4
Башнефть	3	Ново-Уфимский	0,8	7,1
		Уфимский	0,8	9,5
		Уфанефтехим	0,71	7,5
Газпром	3	Астраханский	-	3,3
		Газпром Нефтехим Салават	0,843	10
		Сургутский завод стабилизации конденсата	-	4
Газпром нефть	2	Московский	0,725	11
		Омский	0,915	20,89
РуссНефть	1	Краснодарский	8,8	3

Сургутнефтегаз	1	ООО "КИНЕФ	0,548	22
ТАИФ	1	ТАИФ-НК	8	0,745
Славнефть	1	ОАО «Славнефть-ЯНОС»	13,5	
Татнефть	1	ТАНЕКО	0,75	8
New Stream Group	3	Антипинский	0,98	9,04
		Марийский	0,7	1,44
		Афипский	-	6
ПРОЧИЕ	5	–Ильский	0,63	2,22
		–Яйский	0,92	3
		–ООО "СИБУР Тобольск	-	3,8
		–Орскнефтеоргсинтез		
		–Новошахтинский ЗНП	0,66	6,6

Технологическая структура нефтеперерабатывающей промышленности России не отвечает современным требованиям глубины переработки сырья. Средняя мощность и объем переработки нефти на одном Российском НПЗ в 2 раза ниже уровня НПЗ Европы, США, Китая. По переработке мы занимаем третье место в мире. Доля вторичных процессов, таких как термический крекинг, висбрекинг, коксование, каталитический крекинг, каталитический реформинг, гидрокрекинг, гидроочистка, алкилирование, полимеризация, изомеризация в 3 раза меньше, чем в США и в 2,5 раза ниже, чем в Великобритании, Германии, и Японии. Вторичная переработка (углубляющая), позволяет преобразовать нефтепродукты и нефть на молекулярном уровне.

На современных НПЗ США, мощность вторичных процессов достигает 330 %, а это значительно превышает мощность процесса физической перегонки нефти. Доля деструктивных процессов - 113 % [3].

В 2017 году первичная переработка нефти в России составляла 279,9 млн. тонн, а в 2018 году ожидаемый объем переработки достигнет 280 млн.тонн. Анализ глубины переработки нефти в России растет с 2013 года (см. таблица 2). Глубина переработки нефти в мире составляет: США-97%, ЕС-95%. На российских НПЗ в структуре производства основных нефтепродуктов преобладает мазут.

Таблица № 2

Глубина переработки нефти в РФ, %

2012	2013	2014	2015	2016	2017
71,2	71,2	72,4	74,2	79,2	81,3

Модернизация НПЗ захватывает не только переработку нефти, но и вовлекает предприятия, которые изготавливают нефтегазовое оборудование, производителей полимеров, пластмасс и химических предприятий. И это явилось толчком для развития науки, современных высококачественных технологий и для укрепления российской промышленности [3, 4].

В России так сложилось, что проектирование технологических установок вторичной переработки для нефтеперерабатывающих предприятий выполняются зарубежными компаниями, как UOP, Axens (Франция), Chevron, ConocoPhillips, (США) и др. Они же разрабатывают предпроектную и рабочую документацию, в то время как деятельность российских компаний ограничивается только подготовкой разрешительной документации и сравнительно небольшим участием в подготовке рабочей документации [3, 4].

Роснефть является лидером в переработке нефти, на предприятиях которой за прошлый год было переработано 86.6 млн. тонн сырой нефти.

В таблице 3 приведена модернизация в 2017г. и планы на 2018 г. некоторые НПЗ

Таблица № 3

Модернизация НПЗ

НПЗ	2017 г.	2018 г.
Омский НПЗ (Газпром нефть)	<ul style="list-style-type: none"> –Возведена фракционирующая колонна и коксовые камеры; –запущена реконструкция установки каталитического риформинга Л-35/11-600; –реконструкция установки по производству битума 19/3; –открыт инженерный центр (ИЦ) по испытанию катализаторов для вторичных процессов нефтепереработки; –начат выпуск катализаторов каталитического крекинга серии «Авангард», который увеличил выпуск компонентов высокооктановых бензинов стандарта - Евро-5; –запущен комплекс глубокой переработки; –начато строительство очистных сооружений "Биосфера" 	<p><u>Планируют запустить:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> –установку гидрокрекинга (2 млн.т.); –установку коксования (2 млн.т.); –<u>К 2020 г. запустить:</u> –установку замедленного коксования для переработки гудрона→кокс→графитизирующие электроды; –установку первичной переработки нефти ЭЛОУ-АВТ; –комплекс глубокой переработки; –идет строительство очистных сооружений "Биосфера"
Краснодарский НПЗ	<ul style="list-style-type: none"> –увеличил переработку нефти на 20%, а битума в 3,7 раз; –увеличил изготовления сырья ТС-1 для реактивных двигателей в 2,8 раз; –наладил выпуск мазута для военных машин (8 тыс.т.); –закончен плановый ремонт установки для первичной перегонки сырой нефти АТ-2 	<p><u>Запустить:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – работы по техническому перевооружению и модернизации системы контроля процесса горения в технологических печах (АТ-2, АВТ); – работы по техническому перевооружению и модернизации реакторов Р-1, Р-2 установки по производству битума БУ-3 с заменой горелочных устройств

		– дооснастить устройствами автоматизации
Антипинский НПЗ актив Группы компаний «Новый Поток» (New Stream Group)	<u>Запустил:</u> –установку изомеризации; –установку гидроочистки дизельного топлива (УГОДТ); –производства водорода, элементарной серы; –установку глубокой переработки мазута (УГПМ) –комплекс гидроочистки дизельного топлива (3 млн. тонн в год); –выпуск дизельного топлива стандарта качества Евро 5; –достигнута мощность переработки до 7,74 млн. т. в год; –увеличил мощность замедленного коксования до 1,476 млн. т.	<u>Запустить:</u> – комплекс гидроочистки бензина стандарта качества Евро 5; – достичь максимальной глубины переработки -94%
Московский НПЗ	–идет реконструкция (применяется оборудование «Уралхиммаш»); –начал работу Центр мониторинга и диагностики систем автоматизации управления производством; –запустил выпуск бензинов и дизельного топлива Евро-5; –на 50% сократил экологическое воздействие на окружающую среду	– начато строительство установки комплекса глубокой переработки нефти, что позволит увеличить выход светлых продуктов до 85%; – к 2020г. увеличит глубину переработки нефти и снизит экологическую нагрузку на окружающую среду
ТАИФ-НК	построен и введен новый комплекс по переработке тяжелых нефтяных остатков (VCC) мощностью 3,7 млн. т., глубина переработки более 90%.	– гудрон и мазут будут перерабатываться на КГПТО в пропан-бутан, дизельное топливо и нефть; – увеличить глубину переработки нефти до 98%
ТАНЕКО (Татнефть)	построены новые установки облагораживающих процессов – изомеризации (420 тыс. т) и каталитического риформинга (714 тыс. т)	– начато производство автомобильного бензина - ЕВРО-5; – обладает наибольшими мощностями в РФ гидрокрекинга и замедленного коксования

В таблице 4 приведен анализ всех сегментов рынка оборудования для НПЗ и указана доля оборудования, которую занимают российские компании. Анализируя данные, можно сказать, что по ряду позиций - колонны, реакторное и емкостное оборудование - предпочтение отдается российской продукции и лидером является предприятие ОАО "Волгограднефтемаш". По насосно-компрессорному, печному оборудованию, центробежных насосам, аппаратам воздушного охлаждения пока лидируют ино-

странные компании, такие как Hitachi (Япония), Heurtey Petrochem (Франция), Foster Wheeler (Швейцария), Hermetic-Pumpen (Германия).

В 2017 году объем первичной переработки нефти снизился на 0,6 млн. т. На технологически развитых комплексных НПЗ, имеющих в своем составе углубляющие процессы переработки, сократилась на 2,8 млн. т. Снижения связаны из-за низкой марки, простоями из-за ремонтов НПЗ.

Таблица № 4

Анализ рынка оборудования (импортозамещение)
для нефтеперерабатывающих заводов

Тип оборудования	Российские заводы	Доля оборудования российского производства, %
Реакторы	ОАО "Волгограднефтемаш"; ЗАО "Энергомаш (Волгодонск) - Атоммаш"	78
Колонное оборудование	ОАО "Волгограднефтемаш"; ОАО "Салаватнефтемаш"; ОАО Тамбовский завод "Комсомолец"	81
Насосно-компрессорное оборудование	ОАО "Димитровградхиммаш"; ОАО "Казанькомпрессормаш"; АО "ГМС Ливгидромаш"	22
Печное оборудование	ОАО "Пензхиммаш"; ООО "Алитер-Акси"; ООО "Эсорт"	76
Центробежные насосы	ОАО "Волгограднефтемаш"; ОАО "Димитровградхиммаш"; ООО НПЦ "АНОД"	49
Емкостное оборудование	ОАО "Волгограднефтемаш"; ОАО "Курганхиммаш"; ОАО "УТС-Туймазыхиммаш";	83
Аппараты воздушного охлаждения	ОАО "Борхиммаш"; ООО "ЦНО-ХИММАШ"; БМЗ ОАО "Татнефть"	76

В 2017 году суммарный объем углубленной, вторичной переработки на 21 НПЗ составил 205 млн. т. Суммарная загрузка установок замедленного коксования увеличилась в 2017 году на 4,5 млн. т, гидрокрекинга – на 2,2 млн. т. В результате производство топочного мазута в целом снизилось на 5,2 млн. т – с соответствующим ростом выпуска светлых нефтепродуктов.

На простейших НПЗ, переработка выросла на 3,4 млн. т. Они использовали в качестве сырья легкую малосернистую западносибирскую нефть и переработка составила 49 млн. т.

Нефтеперерабатывающая отрасль РФ еще несколько лет назад очень сильно зависела от зарубежных катализаторов, оборудования и программного обеспечения. В 2015 году вышел приказ Минэнерго России № 210 «Об утверждении плана мероприятий по импортозамещению в нефтепере-

рабатывающей и нефтехимической отраслях промышленности РФ», который включает обширную программу по импортозамещению катализаторов [3,4,7]. По итогам прошлого года доля импортных катализаторов в нефтепереработке была снижена с 62,5 до 37%, в нефтехимии – с 38 до 27%. Сегодня в России производством катализаторов для НПЗ занимаются 8 заводов [3,4,7].

Таблица № 5

Анализ производства катализаторов в России

Компании	Заводы катализаторов в РФ	Виды катализаторов
Роснефть	АО Ангарский завод катализаторов и органического синтеза	–катализаторы для риформинга, изомеризации, гидрокрекинга, гидрирования, гидродеалкилирования, окисления, гидроочистки и т.д.; – <i>мощность - 1000 т в год</i>
	ООО Новокуйбышевский завод катализаторов	–катализаторы гидроочистки топлив «Евро-5»; –катализаторы гидрогенизационных процессов; –катализатор защитного слоя
Газпром нефть	Фабрика катализаторов при Омском НПЗ	–бицеолитный катализатор крекинга марок А, Б, М, Н. –моноцеолитного катализатора серии "ЛЮКС"; микросферический цеолитсодержащий катализатор на основе ультрастабильного цеолита, <i>мощность - 3000 т в год</i>
	Идет строительство завода катализаторов в Омске, запуск в 2020 году	–три вида катализаторов мирового уровня, из них 2 разработаны сибирскими институтами; – <i>мощность - 24 000 т в год</i>
Газпром	ООО Салаватский катализаторный завод	–цеолитсодержащий шариковый катализатор крекинга «Термофор»
КНТ Групп	ООО Стерлитамакский завод катализаторов	– катализаторы крекинга (микросферические, гранулированные); – катализатор гидрокрекинга; – катализаторы гидроочистки
	ООО «Ишимбайский специализированный химический завод катализаторов	–микросферический катализатор для каталитического крекинга; –катализатор для гидроочистки; –катализатор гидрокрекинга; – <i>мощность- 6000 т в год</i>
Независимые компании	ЗАО Нижегородские сорбенты	–катализатор гидроочистки; –катализатор гидрокрекинга; –катализатор гидродепарафинизация – <i>мощность – 600 т в год.</i>
	ЗАО Промышленные катализаторы	–катализаторы гидрокрекинга, риформинга, изомеризации и гидроочистки; – <i>мощность – 1600 т в год</i>

По мнению Минэнерго России переработки к 2020 году должна значительно сократиться: не дефицитным катализаторам – доля снизится до 20%, а по самым дефицитным катализаторам – для гидрокрекинга и гидроочистки – до 45% (по сравнению со 100% и 97% соответственно в 2014 году [5,6,7]).

До 2024 года в России планируется ввод 68 новых установок вторичных процессов. Их суммарная мощность составит 101 млн. т, из них на долю углубляющих процессов приходится 46 млн. т, облагораживающих – 51 млн. т, прочих – 4 млн. т. Общая стоимость проектов превышает \$20 млрд. [4,5,6,7].

Сложная ситуация с экономикой нефтепереработки обусловила необходимость активизации темы государственного стимулирования модернизации НПЗ. Сегодня правительство РФ рассматривает три направлений стимулирования [4,5,6,7]:

- совершенствование параметров существующей налоговой системы;
- различные варианты налогового маневра;
- механизмы прямого стимулирования НПЗ в зависимости от вводов новых установок и/или достигнутых уровней технологической эффективности.

Библиографический список

1. Импортзамещение в нефтепереработке // Материалы к VII заседанию Консультационного совета по взаимодействию предприятий нефтегазового комплекса со смежными отраслями промышленности. - Режим доступа : <http://www.n-g-k.ru/docsss/cons.pdf>.
2. Модернизация НПЗ в тисках санкций и налогового маневра // Нефтегазовая вертикаль. - 2015. - № 4. - С. 4.
3. Мельникова, С. А. Нефтехимия, нефте- и газопереработка в Российской Федерации : в 4 т. / С. А. Мельникова, Т. Л. Канделаки, Р. Р. Вахитов. – Москва : ООО Инфо-КОНСАЛТ, 2009.
4. Скоринова, А. И. Анализ возможности импортзамещения в производстве оборудования нефтепереработки / А. И. Скоринова // Вопросы экономики и права. - 2017. - № 3.
5. Импортзамещение: начало большого пути [Электронный ресурс]. - Режим доступа : <http://365-tv.ru/index.php/analitika/rossiya/1372>.
6. Перспективы и импортзамещения в нефтяной отрасли и ситуация в нефтепереработке [Электронный ресурс] // Нефтегазовый эксперт. - 2017. - № 6. – Режим доступа : http://www.cntd.ru/assets/files/newspaper/Neftegazov_expert.
7. Ежов, С. Модернизация запаздывает. Состояние нефтеперерабатывающей отрасли России [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://vygon.consulting/upload/iblock/f4f/20180320>.

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Байсухан Р. Н., Эйюбов А. С.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

В последнее время в нефтегазовой области регулярно затрагивается термин «умное/интеллектуальное/цифровое месторождение». Внедрение интеллекта в разработку нефтегазовых месторождений повышают вероятность создать новую стадию эксплуатации старых месторождений и существенно уменьшить расходы на освоение и эксплуатацию нефтегазовых месторождений при постоянном повышении эффективности. Это надлежащие условия повышения конкурентоспособности нефтяных и газовых компаний на современном этапе развития мировой экономики.

Интеллектуальное месторождение - комплекс систем управления активами (производственными фондами) нефтедобывающих предприятий, построенных на базе принятой формы, интегральной модели актива, обрабатываемой автоматизированной системой управления, обеспечивающей оптимальное управление на всех уровнях предприятия при контроле целей задаваемых владельцами актива. Специалисты единогласно утверждают, что интеллектуальные технологии для месторождений - потребность в наши дни. Возможность управлять нефтяным пластом - стратегический фактор. В крупных компаниях хорошо это понимают и выделяют крупные средства в данную тематику для оптимизации расходов.

Эта система помогает непрерывно улучшать добычу нефти и газа с наименьшими затратами для нефтегазодобывающих компаний, что немаловажно в нынешнее время. Труднодоступных месторождений нефти, газа и газоконденсата с каждым годом становится все больше. Увеличиваются затраты на разработку месторождений, на добычу нефти и газа. Эту проблему нужно решать. И тут к нам приходят на помощь инновационные технологии в области добычи, хранения, транспортировки углеводородов.

Технология «Интеллектуальное месторождение» не означает, что процесс добычи, разработки месторождения становится полностью автоматизированным. Аналог термина интеллектуальное месторождение - цифровое нефтяное месторождение. Понятие «интеллектуальное месторождение» основывается на термине интеллектуального управления, которое толкуют как метод управления, оперирующие разные аспекты искусственного интеллекта, а конкретно машинное обучение, эволюционные вычисления и т.д.

Вся суть технологии в том, что данные с месторождений, благодаря сенсорам, датчикам, дронам и т.д. передаются в оперативный центр моментально для обработки информации, а не через некоторое время. Эта технология позволяет оптимизировать деятельность компании на любой стадии производства. Например, с помощью сенсоров, прослеживающих состояние действующего оборудования, оператор в режиме «online» может мониторить за его состоянием, назначать его техническое обслуживание или вне-

плановый ремонт именно тогда, когда это необходимо. В этот момент имеется возможность уменьшение периодов бездействия оборудования и снижение затрат. Здесь главное не количество датчиков, сенсоров, а накопленные данные с этих устройств. Информация обрабатывается аппаратами с анализом возможных событий, и даются всевозможные рекомендации.

Крупнейшие нефтегазовые компании стараются всю информацию хранить в так называемых “озерах данных”, которые могли бы быть доступными для партнеров компании. Кроме того, хранение информации в едином “облаке” дает ощутимую экономию средств при весьма высокой эффективности такого решения.

Для того чтобы интеллектуальное месторождение функционировало, нужно придерживаться следующих принципов: достаточно точные интерфейсы обратной связи, приемлемость информационной модели месторождения; интерфейсы для оптимизации критериев, процессов и моделей. К современным видам интеллектуальных нефтегазовых месторождений относят: 3D идентификация коллекторских свойств пластов, разные способы разработки, диагностики, прогнозирования, роботизированные технологии разработки месторождений, автоматизация некоторых узлов, агрегатов на производстве, изучение скважин, месторождений по новым методам.

Умное месторождение включает в себя несколько кругов управления:

1. Операционный круг.
2. Моделирующий круг.

Операционный круг контролирует процессы, происходящие на месторождении (контроль; диагностика оборудования; режим работы скважины). Моделирующий круг придает динамизм модели.

С помощью модели интеллектуального месторождения можно на расстоянии управлять скважиной, контролировать работу персонала, контролировать энергопотребление и др. Скоро, в недалеком будущем, скважины будут сами управлять процессами. Программы будут адаптироваться под конкретную ситуацию, и решать самые сложные задачи. Цифровые месторождения сокращают эксплуатационные расходы примерно на 15 %.

Еще одно важное направление интеллектуализации нефтяных и газовых месторождений внедрение роботизированных систем контроля и регулирования траекторией ствола скважины, режима и добычи. Между бурящимися скважинами, так и добывающими, нагнетающими и др. важно создание высоконадежных подземных каналов связи, разработка способов работы всех компонентов и систем, создание узлов, способной работать в тяжелых условиях эксплуатации. Все силы направлены на решение всех этих задач на примере управления траекторией ствола скважины. Для подземного канала связи выбирается электромагнитный канал связи забойных телеметрических систем в качестве базы и его коадаптация к проблеме межскважинного взаимодействия. Все выполненные исследования в будущем позволят бурить скважины сложной пространственной архитектуры, а также урегулировать энергообеспечения забойных систем.

В России крупные нефтегазовые компании такие, как ОАО «Самолорнефтегаз», «ОАО Татнефть», ПАО «Газпром», ПАО «Лукойл» и т.д. заявляли о внедрении «цифрового месторождения», и некоторые из них успешно начали осваивать компоненты технологий на практике.

В Роснефти используют систему комплексного управления добычей (Total Production Management), позволяющей оценивать в режиме реального времени состояние разработки и принимать эффективные решения по увеличению производительности скважин и повышению нефтеотдачи. Благодаря внедрению системы комплексного управления добычей существенно увеличился потенциал скважин. В результате увеличилась суточная добыча нефти на 50 тыс.т.

«Салым Петролеум Девелопмент» (СПД) - СП «Шелл» и «Газпром нефть» - первые компании в РФ, которые оборудовали свои скважины системами удаленного мониторинга и управления «умные месторождения» в 2008 году. На сегодняшний день компания оснастила все нагнетательные и водозаборные скважины на Салымских месторождениях «умной» технологией по забору, закачке и подготовке воды. Благодаря этой технологии сотрудник компании, имеющий доступ к центральному управлению, может в реальном времени отслеживать и изменять настройки нагнетательных насосов, уровни закачки и откачки из водяных резервуаров.

Что в итоге получают нефтяные и газовые компании, которые внедрились на месторождениях «цифровые технологии»? Во-первых сокращение эксплуатационных затрат (которое весьма трудно точно просчитать) и во-вторых снижение затрат на электроэнергию от 12% до 25% по сведениям различных источников.

Время реакции при выходе скважины на режим уменьшится. Например, изначально для вторичного запуска и приведение в устойчивое состояние работы скважины требовалось до двух суток, сегодня «умные месторождения» дают сделать это менее чем за один час. Вместе с использованием других прогрессивных технологий и подходов это позволило увеличить коэффициент эксплуатационной готовности объектов до 95%.

Существенно увеличится защита оборудования и скважин. Будет возможность лучше выявлять недостатки и отклонения от рабочих диапазонов на начальных этапах и устранять их. Системы визуализации, работающие по принципу светофора, позволят операторам сконцентрироваться на трудных скважинах.

За счет непрерывного улучшения процесса стабилизации рабочего давления на скважине, улучшается качество контроля за разработкой скважин и месторождений.

Независимые эксперты предполагают, что с развитием интеллектуальных технологий удастся увеличить общую нефтеотдачу на 30-50 %, а то и на 60-70% с переходом на технологии следующего поколения.

Библиографический список

1. Лысенко, В. Д. Разработка нефтяных месторождений. Проектирование и анализ / В. Д. Лысенко. - Москва : Недра, 2012. - 224 с.
2. Покрепин, Б. В. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин / Б. В. Покрепин. - Москва : ИнФолио, 2013. – 190 с.
3. Василевский В. Н. Исследования нефтяных пластов и скважин / В. Н. Василевский, А. И. Петров. – Москва : Недра, 1973. - 344 с.
4. Габдуллин, Т. Г. Оперативное исследование скважин / Т. Г. Габдуллин. – Москва : Недра, 1981. – 213 с.

Научный руководитель – Бабюк Г.Ф., старший преподаватель

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СТЕКЛОПЛАСТИКОВЫХ КОМПОЗИЦИОННЫХ ВОЛОКНИСТЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ РЕМОНТА ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА И АРКТИКИ

Власова А. В.

Ухтинский государственный технический университет

В последние годы наблюдается повышенный интерес к освоению минеральных ресурсов арктического шельфа Российской Федерации, на котором расположены колоссальные запасы углеводородов.

Разработка месторождений арктического шельфа и трубопроводный транспорт углеводородного сырья на материк требуют принципиально новых технологических решений и технических средств, способных работать в экстремальных природных условиях Арктики. Такие шельфовые трубопроводные системы являются уникальными инженерными объектами значительной стоимости и металлоёмкости. К ним предъявляются высокие требования в отношении надёжности и безопасности на весь период эксплуатации. Устойчивость и прочность трубопроводных систем арктического шельфа определяют методиками расчёта нагрузок, в особенности от воздействующих на трубопроводы факторов природной среды.

Жесткие климатические условия Арктики не только влияют на сокращение срока эксплуатации трубопроводных систем, но и накладывают значительные ограничения на технику и технологию их ремонта. Пониженные температуры окружающей среды, значительная плотность компоновки оборудования на площадке морской платформы, высокие требования пожарной безопасности затрудняют проведение огневых ремонтных работ, а в ряде случаев делают их невозможными. В то же время необходимость оперативного ремонта на эксплуатирующихся морских платформах резко возрастет. Учитывая со-

временные темпы развития углеводородной промышленности, поддержание существующих магистралей в работоспособном состоянии будет оставаться приоритетной задачей нефтегазовых компаний.

Среди имеющихся способов восстановления несущей способности трубопроводов (ТП) большое внимание уделяется применению безвырезных методов ремонта с использованием муфтовых технологий.

В настоящее время известно значительное количество конструкций для ремонта ТП.

Кроме металлических муфт, хорошо зарекомендовавших себя как надежное, относительно недорогое средство ремонта трубопроводов, нарабатан опыт применения в ремонтных конструкциях стеклопластиковых материалов.

Среди существующих разработок, широкое применение получили следующие конструкции:

- композитная муфта, устанавливаемая по технологии КМТ (компо- зитно - муфтовая технология);
- ремонтная стальная муфта (сварные обжимные муфты);
- муфты из гибкого анизотропного рулонированного стеклопластика (ГАРС, Clock Spring).

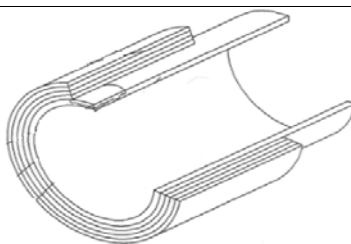
Недостатки перечисленных конструкций приведены в таблице 1.

Таблица № 1

Сравнительный анализ существующих ремонтных конструкций

Конструкция	Недостаток
<p>Стальные композитные муфты (КМТ)</p> 	<ul style="list-style-type: none"> – снижение давления перекачи- ваемой среды; – точность стыковки полумуфт, контроль качества сварных швов; – применение грузоподъемных механизмов (при монтаже муфт большого диаметра); – ограничение по температуре проведения ремонтных работ.
<p>Ремонтная стальная муфта (РСМ)</p> 	<ul style="list-style-type: none"> – ограничения ремонта по ти- поразмеру труб 720...1420 мм; – невозможность полного пере- крытия ТП по периметру из-за конструкции узла затяжки.

Ремонтный комплект ГАРС (Муфтовая ремонтная конструкция Clock Spring)



- ограничения по температуре проведения ремонтных работ;
- трудоемкость монтажных работ при ремонте ТП большого диаметра;
- ограничения по температуре проведения ремонтных работ.

Особое внимание следует уделить запатентованной стеклопластиковой муфте, разработанной сотрудниками ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Иллюстрации разработки приведены на рисунках 1 и 2. [2]

Результаты удачных полигонных испытаний способствовали внедрению данной технологии в производство. С 2004 по 2011 год количество применяемых муфт двухразъемного типа достигало 5000 штук, одноразъемного – 490 штук. [3]

Несмотря на ранее сказанное, применение существующих на данный момент стеклопластиковых муфт в условиях арктического шельфа ограничено отсутствием научно обоснованных методик их конструирования, учитывающих характер воздействия отрицательных факторов на надежность ремонтной конструкции.

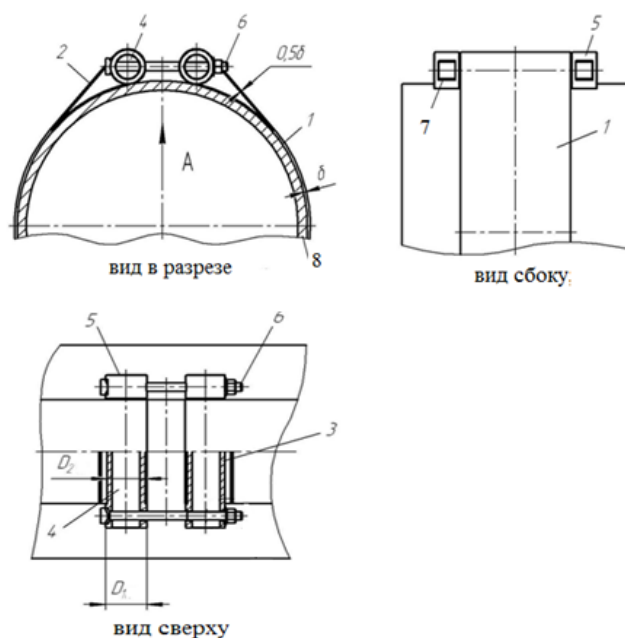


Рисунок 1. Конструкция стеклопластиковой муфты:

- 1 – стеклопластиковая муфта; 2 – петлевой захват; 3 – закладной элемент;
- 4 – полый цилиндр; 5 – концевой участок; 6 – болт; 7 – паз;
- 8 – трубопровод



Рисунок 2. Конструкция узла затяжки

Результаты, полученные в ходе научно-исследовательских лабораторных работ, позволят усовершенствовать устройство затяжения стеклопластиковой муфты, разработанной сотрудниками ООО «Газпром ВНИИ-ГАЗ» в г. Ухта, можно получить конструкцию, обладающую следующими преимуществами:

- возможность ремонта крутоизогнутого участка, тройника;
- возможность монтажа при низких температурах;
- отсутствие необходимости снижения давления перекачиваемой среды;
- отсутствие огневых работ;
- морозостойкость;
- низкая стоимость;
- сокращение времени монтажных работ, и как следствие, сокращение времени ремонта;
- небольшой вес СКМ исключает необходимость применения грузоподъемных механизмов;
- сокращение численности задействованного персонала.

В России существует опытное и мелкосерийное производство (ООО «Новые Трубные Технологии» г. Москва, ООО «ТрубопроводСпецСтрой» г. Пермь, ОАО «Авангард» Смоленская область, г. Сафоново и др.) потенциально способное изготавливать муфтовые ремонтные конструкции из СКМ для обеспечения импортозамещения.

Сфера применения данной разработки – ремонт трубопроводных систем: устранение изгибов; ремонт сварных швов; ремонт коррозионных повреждений; усиление прочностных характеристик конструкции; ремонт в условиях пониженных температур окружающей среды.

В работе предлагается модернизация существующей конструкции и оценка коррозионного воздействия морских солей на стеклопластик, а также его обледенение в условиях арктического шельфа и влияние отрица-

тельных температур на прочность ремонтной конструкции. Анализ и адаптация расчетных методик, применимых для проектирования разрабатываемой конструкции, позволит в перспективе создать муфту из стеклопластиковых волокнистых материалов, обладающую следующими преимуществами: возможность монтажа при низких температурах, монтаж без ограничения давления, отсутствие необходимости проведения огневых работ на площадках морской платформы, модульность конструкции, быстрый монтаж, морозостойкость, низкая стоимость, небольшой вес.

Библиографический список

1. Трубопроводный транспорт России [Электронный ресурс] – Режим доступа: [https://ru.wikipedia.org/wiki/ Трубопроводный_транспорт_России](https://ru.wikipedia.org/wiki/Трубопроводный_транспорт_России).
2. Пат. 2240468 Российская Федерация, МПК F 16 L 55/18. Муфта для ремонта трубопровода и способ ее установки / Аленников С. Г., Блинов Д. Ю., Воронин В. Н., Данилов Ю. А., Михайлюк С. В., Осокин М. Ю., Пономарев А. Н., Смирнов А. В., Токарев А. Н., Шарыгин В. М., Яковлев А. Я.; Фил. ООО «ВНИИГАЗ» – ООО «Севернипигаз». – № 2003111096/06; заявл. 17.04.03; опубл. 20.11.04, Бюл. № 32.
3. Стеклопластиковые муфты – преимущества, недостатки, направления совершенствования и расширения области применения [Текст] / А. Смирнов [и др.]. // Сфера нефтегаз. – 2011. – № 4. – С. 142–144.

Научный руководитель - Сальников А. В., канд. техн. наук, доцент

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НАНОМАТЕРИАЛОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Жовтиханов Д.С.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Наноматериалы - материалы, созданные с использованием наночастиц и/или посредством нанотехнологий, обладающие какими-либо уникальными свойствами, обусловленными присутствием этих частиц в материале.

Самым простым искусственным наноматериалом могут служить фрагменты вещества, измельченные до наноразмерного состояния или полученные каким-то другим физическим или химическим способом, имеющие хотя бы в одном измерении протяженность не более 100 нм и проявляющие качественно новые свойства (физико-химические, функциональные, эксплуатационные и др.). Реально диапазон рассматриваемых объектов гораздо шире – от отдельных атомов, квантовых точек до их конгломе-

ратов и органических молекул, содержащих свыше 10⁹ атомов и имеющих размеры даже более 1 мкм в одном или двух измерениях.

Принципиально важно, что они состоят из небольшого числа атомов, и, следовательно, в них уже в значительной степени проявляются дискретная атомно-молекулярная структура вещества, квантовые эффекты, энергетика развитой поверхности наноструктур. Наноструктуры обладают сочетанием ряда параметров и физических явлений, не свойственных традиционным моно- и поликристаллическим состояниям материалов. Уменьшение размера кристаллов (в первую очередь в металлах и сплавах) может приводить к существенному изменению свойств материалов. Установлено, что эти изменения проявляются, когда средний размер кристаллических зерен не превышает 100 нм, а наиболее ярко выражены и эффективны при размере зерен менее 10 нм. Наибольшее распространение получили наноразмерные (или ультрадисперсные) порошковые материалы. При этом частицы порошка могут иметь сферическую (равноразмерную) цилиндрическую форму, быть в виде нанопроволоки или нановолокна, либо представлять собой наночешуйки (пластинки). Главное, чтобы одно из измерений (диаметр шариков или толщина чешуек) не превышало 100 нм. В наноразмерном состоянии любые вещества приобретают новые химические, биологические и физические свойства, существенно отличающиеся от их свойств в макро объемном состоянии. В настоящее время интерес к новому классу материалов в области как фундаментальной и прикладной науки, так и промышленности, и бизнеса постоянно увеличивается.

На сегодняшний день, можно назвать основные направления использования нанотехнологий в нефтедобывающей отрасли: размерные эффекты в свойствах катализаторах, размерные эффекты в каталитически активных пористых материалах; нанотехнологии в разделении смесей; нанотехнологические покрытия. Нанотехнологии могут быть использованы для улучшения процесса бурения и добычи нефти и газа. Нанотехнологии могут помочь улучшить добычу нефти и газа, будет легче отделять масло и газ в резервуаре, например, через более глубокое понимание процессов на молекулярном уровне.

Так же, наноматериалы предполагается использовать не только в качестве продвинутых функциональных материалов, но и как неотъемлемую часть умной структуры, которые состоят из различных элементов, включая датчики, приводы, устройства управления. В данном исследовании представлен обзор наиболее интересных приложений нанотехнологий в нефтяной промышленности Российской Федерации.

Так, например, в работе Солодова Н. Л. «Наноматериалы и нанотехнологии в нефтепереработке» было исследовано использование катализаторов на основе наночастиц. Используя, частицы размера от 1 до 100 нанометров, позволяет увеличить активную поверхность катализатора. В результате этого поверхность получается низко координированным соста-

вом, в котором наночастицы проявляют максимальную активность. Исследователи использовали современный катализатор Кретинга, который состоит из сложного композита: нанокристалла, ультрастабильного цеолита с пластической морфологией. Эти исследования также позволяют оптимизировать и пористую структуру матрицы, которая может улавливать присутствующие в сырье нефти загрязняющие вещества, такие как ионы никеля и ванадия.

Потери тепла и безопасность являются две основные проблемы в оборудовании по переработке нефти и газа. Потеря тепла составляет до 50% от общего объема промышленного использования энергии. Нанотехнологии представляют такое изобретение, как аэрогель, который изолирует промышленное оборудование от потери тепла. Толщина покрытия примерно, как лист бумаги изолирует трубу или резервуар, а также еще плюс изоляции из стекловолокна. Эта смесь также обеспечивает повышенную устойчивость к коррозии. Изоляция может быть распылена с покрытием на любой металлической поверхности. Так же есть покрытия, которые наносятся на стенки труб изнутри. При этом за счет снижения шероховатости увеличивается скорость прокачки углеводородов.

У нас сегодня обводненность на многих крупнейших месторождениях достигает 90 процентов, а в целом по России – 86,5. Это означает, что в продукции добывающих скважин в 6 раз больше воды, чем нефти (в мире 3 тонны воды приходится на тонну нефти). Поэтому при уровне добычи в 520 млн. тонн нефти, мы поднимаем воды более 3 млрд. тонн! Получаются многомиллиардные затраты. А еще на сумму эквивалентную не менее 5 млрд. долларов в России приходится тратить на отделение нефти и очистку поднятой попутной воды.

Испытаны технологии с применением наностабилизированных пенных систем, снижающих обводненность на 15-20 процентов. Это приводит к двукратному снижению поднимаемой воды, а значит, и затрат. Для совершенствования и создания нефтегазовых нанотехнологий требуются тщательные исследования на стыке всех современных научных знаний.

На основе всего можно сделать вывод о том, что использование нанотехнологий позволяет повысить нефтеотдачу и надежность оборудования. Нанотехнологии играют важную роль в развитии нефтедобывающей промышленности. Это одно из приоритетных направлений государства.

Библиографический список

1. Нанотехнологии и наноматериалы в агропромышленном комплексе: науч. издание. – Москва : ФГБНУ «Росинформагротех», 2011. – 312 с.
2. Хавкин, А. Я. Интеллектуализация разработки месторождений с использованием нанотехнологических эффектов / А. Я. Хавкин // Нефть. Газ. Новации. - 2012. - № 10 - С. 59-63

3. Солодова, Н. Л. Наноматериаллы и нанотехнологии в нефтепереработке / Н. Л. Солодова, Н. А Терентьева // Вестник Казанского технологического университета. - 2013. - № 3. - С. 209-216

Научный руководитель - Бабюк Г. Ф., старший преподаватель

СПОСОБЫ ПЕРЕРАБОТКИ И ПОЛЬЗА ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

Жовтиханов Д. С., Погребная И. А
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Попутный нефтяной газ, или ПНГ — это газ, растворенный в нефти, является сопутствующим продуктом при добыче нефти. Но и сам по себе ПНГ — это ценное сырье для дальнейшей переработки.

Попутный нефтяной газ состоит из легких углеводородов. Это, прежде всего, метан — главный компонент природного газа — а также более тяжелые компоненты: этан, пропан, бутан и другие.

Все эти компоненты различаются разным количеством атомов углерода в молекуле. Так, в составе молекулы метана один атом углерода, у этана их два, у пропана — три, у бутана — четыре и т. д.

Попутный нефтяной газ нужно отделять от нефти для того, чтобы она соответствовала требуемым стандартам. В 1 т. нефти количество ПНГ может содержаться от 1-2 м³ до нескольких тыс. м³ в зависимости от района добычи. Долгое время ПНГ оставался для нефтяных компаний побочным продуктом, поэтому и проблему его утилизации решали достаточно просто — сжигали.

Еще некоторое время назад, пролетая на самолете над Западной Сибирью, можно было увидеть множество горящих факелов: это горел попутный нефтяной газ.

В результате сжигания газа в факелах ежегодно образуется почти 100 млн. тонн CO₂. Опасность представляют также выбросы сажи: по мнению экологов, мельчайшие сажевые частички могут переноситься на большие расстояния и осаждаться на поверхности снега или льда.

В Российской Федерации ситуация обстоит следующим образом... Только в одной Тюменской области за годы эксплуатации нефтяных месторождений было сожжено порядка 225 млрд. м³ попутных нефтяных газов (ПНГ), при этом более 20 млн. т. загрязняющих веществ поступило в окружающую среду.

По данным за 2016 г., в Российской Федерации извлечено из недр 83,3 млрд. м³ попутного газа, из них использовано 63,3 млрд. м³. Таким образом, уровень использования попутного нефтяного газа (ПНГ) составил

76%, сожжено на факелах около 20 млрд. м³ (24%). Основным районом добычи попутного нефтяного газа (ПНГ) является Тюменская область.

Поступающие в окружающую среду продукты сгорания попутного нефтяного газа (ПНГ) представляют собой потенциальную угрозу нормальному функционированию человеческого организма на физиологическом уровне.

Статистические данные по Тюменской области, основному нефтегазодобывающему региону России, свидетельствуют, что заболеваемость населения по многим классам болезней выше общероссийских показателей и данных по Западно-Сибирскому району в целом (очень высоки показатели по болезням органов дыхания!). По ряду заболеваний (новообразования, болезни нервной системы и органов чувств и пр.) наблюдается тенденция к росту. Очень опасны воздействия, последствия которых выявляются не сразу. Таковыми являются влияние загрязняющих веществ на способность людей к зачатию и вынашиванию детей, развитие наследственных патологий, ослабление иммунной системы, рост числа онкологических заболеваний.

Возможные пути утилизации попутного газа:

- закачка в недра для повышения пластового давления;
- использование на местах для выработки электроэнергии, идущей на нужды нефтепромыслов;
- использование в качестве топлива на крупных электростанциях, либо для дальнейшей переработки.

Наиболее эффективный способ утилизации попутного нефтяного газа - его переработка на газоперерабатывающих заводах с получением сухого отбензиненного газа (СОГ), широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ), сжиженных газов (СУГ) и стабильного газового бензина (СГБ). Оптимальный вариант использования ПНГ зависит от размера месторождения.

Для малых месторождений наиболее привлекательным вариантом является выработка электроэнергии в малых масштабах для собственных промысловых нужд и нужд других местных потребителей. Для средних месторождений, по оценкам исследователей, наиболее экономически целесообразным вариантом утилизации попутного нефтяного газа является извлечение сжиженного нефтяного газа на газоперерабатывающем заводе и продажа сжиженного нефтяного газа (СНГ) или нефтехимической продукции и сухого газа.

Для крупных месторождений наиболее привлекательным вариантом является генерирование электроэнергии на крупной электростанции для последующей оптовой продажи в энергосистему.

По мнению экспертов, решение проблемы утилизации ПНГ - это не только вопрос экологии и ресурсосбережения, это еще и потенциальный национальный проект стоимостью 10-15 млрд. долларов. Только ути-

лизация объемов ПНГ позволила бы ежегодно производить до 5-6 млн. тонн жидких углеводородов, 3-4 млрд. м³ этана, 15-20 млрд. м³ сухого газа или 60-70 тысяч ГВт/ч электроэнергии.

Таким образом, переработка попутного нефтяного газа является отличной перспективой развития нефтегазового комплекса, т.к. в ходе этого произойдут заметные улучшения в сфере энергосбережения, экономики и экологии.

Библиографический список

1. Погребная, И. А. Эксплуатация блока осушки попутного нефтяного газа на примере установки № 4 общества с ограниченной ответственностью «Нижневартровский газоперерабатывающий комплекс» / И. А. Погребная // Новые технологии – нефтегазовому региону: материалы международной научно-практической конференции / Т. 3. – Тюмень : ТИУ, 2017.- С. 87-90.
2. Попутный нефтяной газ в России : «Сжигать нельзя, перерабатывать!» : Аналитический доклад об экономических и экологических издержках сжигания попутного нефтяного газа в России / П. А. Кирюшин [и др.]. — М.: Всемирный фонд дикой природы (WWF), 2013.— 88 с.
3. Добыча природного и попутного газа [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/1215>
4. Энергоресурсы, топливо [Электронный ресурс]. - Режим доступа: https://neftegaz.ru/tech_library/view/4055-Poputnyj-neftyanoj-gaz-PNG
5. Попутный нефтяной газ : основные способы переработки – утилизации ПНГ [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.manbw.ru/analytics/png.html>
6. Верёвкин, А. П. Утилизация попутного нефтяного газа на основе электрогенерации : проблемы и решения [Электронный ресурс] / А. П. Верёвкин. - Режим доступа: <https://t-i.ru/article/new/5364>

ДОКАЗАТЕЛЬСТВО БИОГЕННОЙ ТЕОРИИ ПРОИСХОЖДЕНИЯ НЕФТИ НА ПРИМЕРЕ ИСКУССТВЕННОЙ НЕФТИ

Иващенко Д. А., Погребная И. А.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Целью работы является приведение аргументов в пользу биогенной теории происхождения нефти. Объектом исследования служит искусственная нефть, созданная по технологии биогенных теорий.

Нефть – горячая маслянистая жидкость, со специфическим запахом, состоящая из смеси углеводородов, содержащая не более 35% асфальтеносмолистых веществ и находящаяся в породах коллекторах в свободном состоянии.^[4]

Проблема происхождения нефти давно привлекает внимание исследователей - геологов и геохимиков.

Образование нефти считается очень тяжелой задачей, так как здесь тесно переплетаются вопросы физики, химии, и геологии. Формирование нефти и веществ, находящихся в её составе, и их преобразование является рядом химических, а образование нефтяных залежей - рядом физических и физико-химических процессов. Данные процессы проходят на фоне геологического развития, оказавших влияние на образование и миграцию нефти и при том в аспекте геологического времени.^[5]

Нефть, так же, как и органическое вещество в осадочных породах, связана с органическим веществом планеты, с экологической системой прошлых геологических эпох. Проблема происхождения нефти, тесно связана с возрастом возникновения жизни на Земле. На протяжении веков учёные выдвинули множество теорий происхождения нефти, наиболее правдивые и обоснованные на сегодняшний день являются теории, исходным материалом которых служит органическое вещество, их ещё можно назвать биогенными. Биогенные теории и будут рассмотрены в данной работе.

Биогенную теорию происхождения «черного золота» впервые в России сформулировал М. В. Ломоносов.

В 1763 г. в знаменитом труде «О слоях земных» Ломоносов писал о нефти так: «Между тем выгоняется подземным жаром из приуготовляющихся каменных углей она бурая и чёрная масляная материя и выступает в разные расселины и полости сухие и влажные, водами наполненные...». Так как считалось, что угли произошли из растительных остатков, то и нефти также приписывалось растительное происхождение. Фактически с этой работы Ломоносова отсчитывает свою историю теория органического происхождения нефти.

Известные ученые того времени были практически единодушными в природе образования этого ресурса. Академик В.И. Вернадский, основоположник современной геохимии нефти, еще в начале века писал: «Организмы, несомненно, являются исходным веществом нефтей». Единственным камнем преткновения был исходный материал. Некоторые считали его доисторическими растениями, другие – животными.

Учёные из Pacific Northwest National Laboratory (Тихоокеанская северо-западная национальная лаборатория) решили проверить биогенную теорию происхождения нефти проведя, опыты, используя сапрпель и нашли несколько методов создания искусственной нефти.

Первый метод заключается в переработке водорослей сообщают учёные: «наша команда инженеров разработала технологический процесс, позволяющий перерабатывать водоросли в нефть». Исследователи из PNNL подвергают биомассу (рис. 1) воздействию воды с температурой 350 градусов Цельсия и под давлением около 200 атм. В процессе гидротер-

мального сжижения и каталитической термальной газификации исходное сырье преобразуется в:

- сырую нефть
- чистую воду
- топливный газ
- питательные вещества (такие как азот, фосфор и калий) ^[6]



Рисунок 1. Паста из водорослей

Второй метод позволяет получить горючую маслянистую жидкость напоминающую нефть. Учёные Тихоокеанской северо-западной национальной лаборатории назвали этот метод «Гидротермальным сжижением», исходным материалом которого являются биологические отходы человеческой жизнедеятельности. Учёные из PNNL выяснили, как превратить сточные отходы в топливо. После увлажнения шлам подается в систему гидротермального сжижения. Технология имитирует процесс, который проходит при создании сырой нефти Землёй. Шлам под давлением до 700 кг / м² и температурой до 300 градусов Цельсия в течение нескольких минут подвергается гидротермальному сжижению, пройдя этот процесс возникает биотопливо. Биотопливо может быть усовершенствовано, до сырой нефти. ^[6]

Третий метод, как сообщает Союз Горных Инженеров, основан на применении угля: «В Красноярске успешно получили опытным путём синтетической нефти из смеси 50% угля с водой под высоким давлением с кавитационной механической и электромагнитной обработкой». В тоже время вместо чистой воды можно использовать сточные и замазученные воды. Данная технология позволяет произвести полную переработку угля (как бурого, так и каменного) включающую в себя получение водно-угольного раствора с дальнейшей его переработкой в синтетическую нефть. На выходе получаем топливо дисперсностью 1-5 микрон (капля мазута при рас-

пылении форсункой имеет 5-10 микрон) по своим характеристикам близким к нефти. От классической технологии осталась только дробилка крупного помола. После которой уголь с подготовленной водой, поступает в электроимпульсный дезинтегратор, где под электрическим разрядом (мощность разряда 50 000 киловольт) измельчается до 30 микрон. Далее поступает в ультразвуковой дезинтегратор где измельчается до заданной фракции. Затем преобразуется в плазменном реакторе, где проходят химические процессы, позволяющие получить топливо близкое к природной нефти. О чём и говорил М.В. Ломоносов.^[7]



Рисунок 2. Уголь

Синтетическая (искусственная) нефть относится к категории высококачественных бессернистых топлив. Главное отличие синтетической нефти от минеральной состоит в том, что она является жидкостью, а минеральная — коллоидной системой, то есть жидкостью, в которой распределены мицеллы — полутвердые сгустки смол, асфальтенов и карбенов. В природной нефти присутствуют все мыслимые варианты углеводородов, вплоть до тех, в которых почти нет водорода. Также в природной нефти присутствуют металлы, сераорганические соединения, а иногда даже ртуть и мышьяк. В отличие от натуральной нефти, в синтетической нет ядов и канцерогенов, коллоидных частиц, смол и серы.^[7]

Подтверждением биогенной теории также выступал научный труд, представленный двумя крупнейшими учёными геохимиками-нефтяниками Б. Тиссо (Франция) и Д. Вельте (ФРГ), посвященный одной из актуальнейших проблем современной геологии — образованию, распространению и поискам нефти. А именно ими была предложена схема процесса образования нефти (рис. 3). Процесс образования нефти начинается с биогенного материала, а именно с лигнинов, углеводов, белков и липидов на стадии диагенеза (первые десятки или сотни метров) идёт их разложение, полимеризация, конденсация и трансформация, пройдя четыре этих этапа образуются, фульвовые кислоты, гуминовые кислоты, гумин и хемофоссилии в

совокупности, называемые «Современный осадок». Далее из первых трёх образуется кероген, из хемофоссилий образуются углеводороды. И тут на стадии катагенеза (глубины более 1000 м) начинается главная фаза нефтеобразования идёт высвобождение захваченных молекул и термальное расложение керогена, идёт разрушение углеводородов с низким и средним молекулярным весом. Финальная стадия, это метагенез на этой стадии образуется остаточный углерод, метан и легкие углеводороды.^[3]

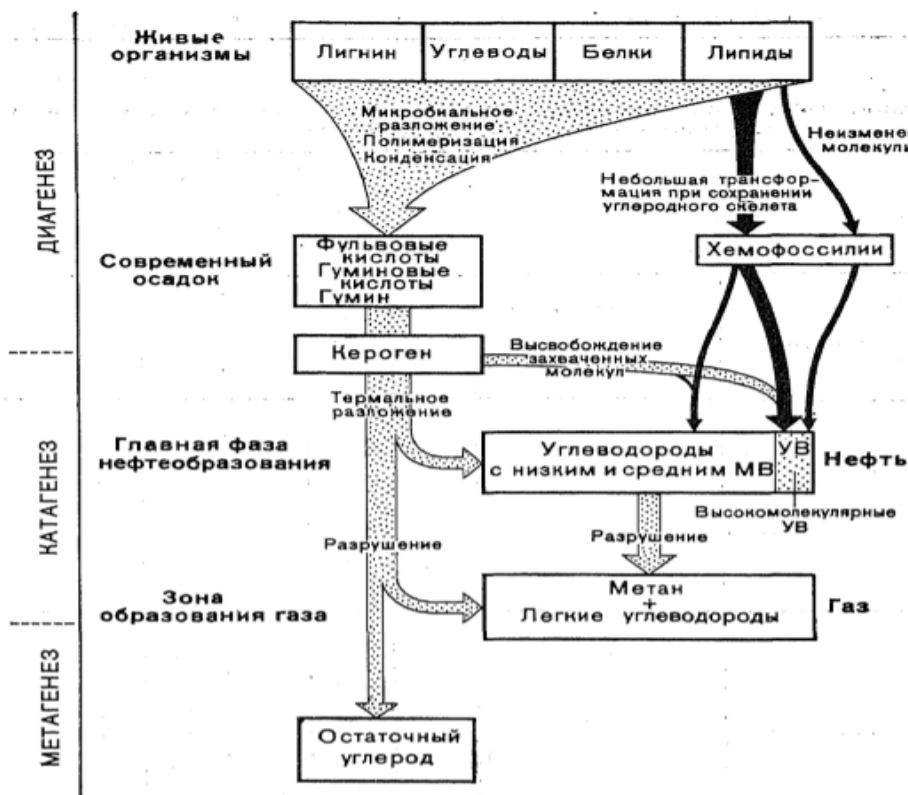


Рисунок 3. Преобразование органического вещества и источники углеводородов на разных стадиях литогенеза

Вывод: На сегодняшний день основной теорией нефти, несомненно, является биогенная теория. Согласно биогенной теории сейчас проходит геологоразведка – поиск новых месторождений. Также учёным удалось создать искусственную нефть, что опять же является подтверждением биогенной теории.

Библиографический список

1. Михайлова, С. В. К вопросу применения альтернативных материалов для трубопроводов на месторождениях Западной Сибири / С. В. Михайлова, И. А. Погребная // В мире научных открытий : Материалы Международной конференции «Научное творчество XXI века» № 6-2 (39). – Красноярск : Научно-Инновационный центр, 2016. - С. 136-140.

2. Погребная, И. А. Анализ эффективности физико-химических методов повышения нефтеотдачи пласта на Урьевском месторождении / И. А. Погребная, А. Н. Перепелкина // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса. Материалы Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых : Том 1. - Тюмень : ТИУ, 2017. - С. 62-67
3. Тиссо, Б. Образование и распространение нефти /Б. Тиссо, Д. Вельте. – Москва : Издательство Мир, 1981. – 497 стр.
4. Губкин, И. М. Учение о нефти / И.М. Губкин. - Москва : Наука, 1975. - 385 стр.
5. Происхождение нефти и газа. - Режим доступа: https://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625b3bd68a4c43b88521216c36_0.html
6. Нефть из водорослей за минуты // Популярная механика. - 2013.- № 12. - Режим доступа: <https://www.popmech.ru/technologies/15227-neft-iz-vodorosley-za-minuty/>
7. Синтетическая нефть из угля. - Режим доступа: <http://www.mining-portal.ru/publish/sinteticheskaya-neft-iz-uglya/>

ПРОМЫШЛЕННОЕ ОСВОЕНИЕ ЭРГИНСКОГО КЛАСТЕРА

Исламгулов Д. Р., Чебыкина Ю. Б.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

В современное время многие умы человечества задумываются о запасах нефти на последующие века. Сейчас всё больше и больше возникают вопросы о добыче нефти на морских шельфах, в связи с истощением запасов нефти на сухопутных месторождениях. Российские нефтяные компании стремятся развивать нефтедобывающую отрасль в различных регионах России. Также они заинтересованы в использовании технологии отечественного производства. В 2017 году внимание Роснефти привлёк Эргинский кластер.

Кластер расположен в Ханты - Мансийском автономном округе, в 45 километров южнее города Ханты - Мансийска, а также в 100 километрах от Приобского месторождения. Эргинский кластер - это точечные объекты, расположенные так, чтобы экосистема региона не ощутила присутствия человека. Данный объект включает в себя 5 месторождений: самый крупный - Эргинский участок недр, а также Кондинское, Чапровское, Западно-Эргинское и Ново-Ендырское месторождения. Общая площадь лицензионных участков недр превышает 5 тысяч км².

Хотя данный участок и был открыт в далёком 1983 году, его разработкой и эксплуатацией никто не занимался, так как в те времена не было

технологий, позволяющих извлекать нефть на территории Эргинского кластера. Также разработку не начинали из-за сложной геологии участка - повсюду непроходимая тайга, болота глубиной до 10 метров.

Суммарные запасы составляют 259 миллионов тонн нефти, из них 90% считаются трудноизвлекаемыми. Добываемая нефть - легкая, низкосернистая. Она соответствует марке "Siberian Light".

Аукцион на право пользования участком был открыт ещё в 1995 году. Последние годы в течение нескольких лет аукцион переносили по разным причинам. Таким образом, Эргинский кластер являлся самым крупным лицензионным участком из нераспределенного фонда Российской Федерации. В мае 2017 года Роснедра утвердили приказ, согласно которому официальная дата аукциона - 12 июля, а стартовый капитал - 7,4 млрд. рублей. В аукционе приняли участие 4 компании - "Роснефть", "РН-Уватнефтегаз" (дочерняя компания "Роснефти"), "Газпромнефть-Хантос" (дочерняя компания "ГазпромНефти") и "ПионерГео". По результатам аукционных торгов нефтяная компания "Роснефть" получила право пользования Эргинским лицензионным участком недр федерального значения. Сумма продажи составила 20,07 млрд. рублей.

"Роснефть" предложила на аукционе самую высокую цену, так как обладает максимальными возможностями для синергии и наиболее эффективной схемой развития участка. Эргинский участок граничит с крупными месторождениями Роснефти - Приобским (РН «Юганскнефтегаз») и Западно-Эргинским ("Конданефть").

Интегральный подход к разработке Кондинской группы месторождений и Эргинского участка позволит обеспечить высокую синергию. Речь идет об использовании инфраструктуры крупнейшего в России Приобского нефтяного месторождения, что позволит ускорить начало промышленной добычи нефти, а также оптимизировать затраты на разработку месторождений Эргинского кластера. Запускаемое предприятие будет интегрировано с существующей системой трубопровода на Приобском месторождении. Поскольку кластер расположен вблизи сразу трех магистральных трубопроводов, добытые углеводороды можно будет транспортировать сразу в нескольких направлениях, что важно с точки зрения экономики проекта, повышает его конкурентоспособность. Компания заранее подготовила проект разработки участка, который позволит реализовывать уникальные синергетические возможности на территории ХМАО-Югры. "Роснефть" вложила в освоение Эргинского кластера около 400 млрд. рублей. Трубопроводы, электрические сети, резервуарные парки и многие технические и технологические новинки, успешно внедренные на Приобском месторождении, будут использованы на новом объекте.

21 ноября 2017 года «Роснефть» в присутствии Д. Медведева и И. Сечина запустила 1-ое месторождение Эргинского кластера - Кондинское. Впечатляет и состав 1-го пускового комплекса, куда входят основные объекты нефтегазодобычи и транспортировки нефти:

- Центральный пункт сбора мощностью на 1^м этапе 2,3 млн. т/год нефти и более 120 млн. м³/год газа,
- 27 кустовых площадок,
- трубопровод протяженностью 68 км, обеспечивающий транспортировку нефти в систему магистральных нефтепроводов Транснефти,
- газотурбинная электростанция (ГТЭС) мощностью 42 МВт,
- высоковольтные линии электропередачи,
- вахтовый поселок.

В эксплуатацию введены 133 скважины глубиной до 4500 м.

Хочется отметить то, что все агрегаты, узлы и технологии на данном промысле - российского производства. Причём Россия способна выпускать данные технологии и эксплуатировать. Также оборудование пускового комплекса соответствует высоким экологическим требованиям. Технологии, которые использовались при создании кластера, позволяют достичь до 95-процентного использования попутного нефтяного газа. Создание этого центра нефтегазодобычи в Западной Сибири - это одно из приоритетных проектов "Роснефти". Его реализация позволила создать около 5000 новых рабочих мест. Данный проект - это шаг к созданию в Российской Федерации нового нефтегазового хаба.

Особенностью проекта Эргинского кластера является новая модель добычи нефти, основанная на массовом применении высоких технологий в добыче трудноизвлекаемых запасов. Характеристики коллекторных свойств по проницаемости отличаются в сотни раз от традиционных месторождений и сопоставимы по сложности с разработкой сланцевых залежей.

Какие технологии будут использованы?

При реализации Эргинского проекта будут применяться передовые технологии добычи трудноизвлекаемых запасов, в том числе:

- технологии многостадийного гидроразрыва пласта с использованием сверхпрочного полимерного проппанта,
- управляемое в режиме реального времени горизонтальное бурение,
- методы «умного заводнения», представляющего собой последовательную закачку оторочек минерализованной воды и иные технологии увеличения нефтеотдачи пласта.

На данный момент на Эргинском участке идёт подготовка к промышленному освоению всех месторождений. По словам заместителя генерального директора по развитию производства ООО «РН-Юганскнефтегаз» Александра Прудникова, на первом месторождении Эргинского кластера в скором времени появятся электрические подстанции, дожимная насосная станция с установкой предварительного сброса воды, опорная база промысла, пожарное депо, станция утилизации попутного газа и десятки скважин.

За прошедшее время на новом активе построен огромный центр подготовки нефти и газа, где сырье очищают от примесей и доводят

до товарного вида. Мощность превышает 2 млн. тонн нефти и 100 млн. кубометров газа в год.

Фонд Эргинского кластера вырос почти до 2 тыс. 500 скважин с долей горизонтальных добывающих скважин 93% (для их строительства привлечены 23 буровые установки). Обустроено более 100 кустовых площадок с необходимой для их эксплуатации инфраструктурой.

Темпы освоения актива с полным правом можно назвать сверхскоростными. По итогам завоза в сезон 2017-18 по зимним автодорогам доставлено более 130 тысяч тонн грузов, предназначенных для обустройства месторождений Эргинского кластера - Кондинского, Чапровского, Ново-Ендырского и Западно-Эргинского.

В перевозках ежедневно было задействовано до 70 единиц техники, средний объем перевозимых грузов превысил 1,1 тыс. тонн в сутки.

Общая протяженность пяти построенных зимних автомобильных дорог составила 153 километра. Несмотря на теплую зиму, специалистам удалось обеспечить грузопропускную способность ледовых переправ до 70 тонн, что позволило бесперебойно доставлять крупнотоннажное оборудование непосредственно на автономные объекты.

В минувший сезон был организован новый маршрут зимней дороги в направлении Западно-Эргинского месторождения, что позволило повысить оперативность доставки грузов для обустройства промысла.

Успешное выполнение программы зимнего завоза грузов позволило обеспечить доставку материалов и оборудования, необходимых для проведения запланированных строительно-монтажных работ и эксплуатационного бурения.

Зимниками также активно пользуются жители отдаленных поселков региона, что имеет и социальное значение. Время поездок до административного центра автономного округа Югры г. Ханты-Мансийск по зимникам сокращается в два раза.

В целях развития ресурсной базы продолжаются геологоразведочные работы на всех лицензионных участках.

Эргинский кластер - перспективный проект. Прогнозируемый накопленный объем добычи за 20 лет составит 106,2 млн. тонн. А максимальный уровень годовой добычи составит – 8,8 млн. т.

На примере промышленного освоения Эргинского кластера можно сказать о том, что нефтяная отрасль Российской Федерации развивается с огромной скоростью, так как 90% нефти на данном участке недр - трудноизвлекаемые.

Библиографический список

1. Медведев ввел в эксплуатацию первое месторождение Эргинского кластера "Роснефти" в Югре // Экономика и бизнес. - 2017.- № 11. - Режим доступа: <http://tass.ru/ekonomika/4745355>

2. «Роснефть» ввела в эксплуатацию новый нефтегазодобывающий кластер . - Режим доступа: <http://24ri.ru/down/open/rosneft-vvela-v-ekspluataciju-novuj-neftegazodobyvajushij-klaster.html>
3. На месторождения Эргинского кластера завезено по зимникам более 130 тысяч тонн грузов. - Режим доступа: https://myopenugra.ru/news/economy/na_mestorozhdeniya_erginskogo_klastera_zavezeno_po_zimnikom_bole_130_tysyach_tonn_gruzov/
4. «Роснефть» ввела в эксплуатацию Эргинский кластер в ХМАО . - Режим доступа: <https://eadaily.com/ru/news/2017/11/21/rosneft-vvela-v-ekspluatiyu-erginskiy-klaster-v-hmao>
5. Введен в эксплуатацию Эргинский нефтегазодобывающий кластер // Инженерная практика. - 2017. - 11. - Режим доступа: <http://glavteh.ru/news/эргинский-нефтегазодобывающий-кластер/>
6. "Достаточно эффективный объект": "Роснефть" получила Эргинское месторождение. - Режим доступа: <http://tass.ru/ekonomika/4409508>
7. Месторождения. - Режим доступа: https://neftegaz.ru/tech_library/view/4985-Erginskoe-neftyanoe-mestorozhdenie-klaster
8. «Роснефть» стала победителем аукциона на Эргинский участок. - Режим доступа: <https://rns.online/energy/Rosneft-stala-pobeditelem-auksiona-na-Erginskii-neftyanoi-uchastok--2017-07-12/>
9. «Роснефть» стала победителем аукциона на Эргинский участок. - Режим доступа: <https://vseonauke.com/1294492702138698190/vvedyon-v-ekspluatatsiyu-puskovoj-kompleks-erginskogo-klastera-neftyanyh-mestorozhdenij-zapadnoj-sibiri/>
10. На Эргинском участке компании «Роснефть» идет подготовка к промышленному освоению месторождений. - Режим доступа: <https://sdelanounas.ru/blogs/105386/>
11. Аналитики позитивно оценили запуск «Роснефтью» Эргинского нефтяного кластера. - Режим доступа: https://lenta.ru/news/2017/11/22/rosneft_ergin/
12. Роснефть в присутствии Д. Медведева и И. Сечина запустила в ХМАО 1-е месторождение Эргинского кластера - Кондинское . - Режим доступа: <https://neftegaz.ru/news/view/166930-Rosneft-v-prisutstvii-D.-Medvedeva-i-I.-Sechina-zapustila-v-HMAO-1-e-mestorozhdenie-Erginskogo-klastera-Kondinskoe>

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ИЗОЛЯЦИОННОГО ПОКРЫТИЯ ТРУБОПРОВОДОВ ПОСРЕДСТВОМ ПРИМЕНЕНИЯ АСМОЛА

Константинович Э. А., Салыхова А. Р.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

На территории России трубопроводы являются основным видом транспортировки нефти и газа. Более 100 лет этот способ является надежным и безопасным способом доставки нефти и газа от месторождений к потребителям. Долговечность работы трубопровода зависит от их противокоррозионной защиты [2].

Наиболее часто применяемым способом борьбы с наружной и внутренней коррозией труб является нанесение покрытий разного рода.

Существующие технологические процессы изоляции труб предусматривают в основном применение покрытий на основе эпоксидных, модифицированных эпоксидных и фенолформальдегидных смол (для труб большого диаметра) и порошковых полимеров (для труб бурильных, насосно-компрессорных и нефтегазопромысловых) [1]. Все покрытия наносят в заводских условиях, что позволяет использовать современное высокотехнологичное оборудование для нанесения слоя изоляции и гарантирует высокое качество готовой трубы.

Наносимое в заводских условиях защитное покрытие должно соответствовать целому ряду требований:

- низкая влажнокислородопроницаемость
- высокие механические характеристики
- высокая и стабильная во времени адгезия покрытия к стали
- стойкость к катодному отслаиванию
- хорошие диэлектрические характеристики
- устойчивость покрытия к ультрафиолетовому и тепловому старению
- устойчивость к изменению температур
- большой срок эксплуатации без отказов

Рассмотрим некоторые способы коррозионной защиты – покрытия.

Одним из способов защиты от коррозии является стекло. Покрытие стеклом применяется при небольших деформациях труб. Стекло обладает высокой теплостойкостью и достаточно прочно. Главным недостатком остеклованных труб является разрушение стекла при значительных деформациях труб, так как стекло имеет очень отличный модуль упругости от модуля упругости стали, из которой сделана сама труба. Например: модуль упругости стали – $2 \cdot 10^5$ МПа) и стекла ($0,022-0,026 \cdot 10^5$ МПа). Следовательно, при растяжении металла труб тонкому слою стекла передаются большие усилия, разрушающие его. Этот процесс может возникнуть при больших глубинах подвески труб и при их транспортировке. Для того, чтобы это не произошло необходимо соблюдать следующие отношения:

$$\frac{\Delta L}{L} = \frac{\sigma_{\text{вст}}}{E_{\text{ст}}} = \frac{\sigma_{\text{тр}}}{E_{\text{тр}}} \quad (1)$$

где $\Delta L, L$ - относительное удлинение стекла и металла труб соответственно; $\sigma_{\text{вст}}$ - предел прочности стекла; $\sigma_{\text{тр}}$ - предел текучести металла труб; $E_{\text{ст}}$, $E_{\text{тр}}$ - модули упругости стекла и труб соответственно.

Эти условия приводят к ограниченному применению труб с покрытием стеклом.

Следующий способ – это покрытие труб эпоксидными смолами и лаками. Эпоксидные смолы эластичнее стекла, и при деформации труб смола не трескается. Она также отлично защищает трубы от отложений парафина и солей. Однако, температура применения покрытий из эпоксидных смол по данным ВНИИТнефть ограничена 80 - 100 °С.

Также применяют покрытие труб эмалью. Такие трубы имеют наиболее прочное покрытие, высокую теплостойкость, морозоустойчивость и гладкую поверхность. Причем нанесенная на трубу сырая эмаль расплавляется и формирует на поверхности металла сплошное покрытие. Причем для защиты трубы покрываются несколькими слоями. Однако технология нанесения эмалей значительно сложнее технологии покрытия стеклом и эпоксидными смолами.

По износостойкости силикатные покрытия (эмали и стекла) превосходят полимерные (смолы и лаки). Термостойкость силикатных покрытий также значительно выше полимерных и составляет 200 - 600 °С.

Также существует ингибиторная защита. Применение ингибиторов апробировано годами. Ингибиторы эффективно защищают трубопровод от коррозии образуя защитную пленку на поверхности трубы. Результаты работы ингибитора зависят от правильного подбора марки и способа его ввода в трубопроводную систему.

Но в своей работе мы хотели бы остановиться на новом химически активном материале, который разработал ООО «Научно-исследовательский центр «Поиск» – нефтеполимера Асмол - уникальный антикоррозионный изоляционный материал для защиты трубопроводов. Асмол создает многобарьерную антикоррозионную защиту трубопроводов, вследствие химических реакций составляющих элементов нефтеполимера. В результате этих реакций на поверхности металла происходит растворение продуктов коррозии с образованием комплексов в поверхностном слое, которые препятствуют коррозионным процессам [3,4]. Среди преимуществ покрытия нефтеполимером Асмол:

1. Антикоррозионная защита на молекулярном уровне химического взаимодействия Асмол с металлом трубы;
2. Высокая адгезия мастики к поверхности металла;
3. Гидрофобный слой (водоотталкивающий);
4. Водопоглощение, обеспечивающее полное удаление влаги с поверхности металла;

5. Снижение требований к степени подготовки поверхности;
6. Возможны изоляционные работы в зимних условиях (до минус 30°C);
7. Не требуется подогрев трубы;
8. Применение материалов до минус 10°C без выдерживания при положительных температурах;
9. Высокая пластичность материала.

Таким образом, проведя обширную работу по изучению видов изоляционных покрытий, было определено, что одним из самых эффективных из рассмотренных способов изоляции является асвольное покрытие.

Библиографический список

1. Неметаллические материалы и покрытия в противокоррозионной технике. / В. В. Кравцов [и др.]. Москва : Недра, 2008. - 456 с.
2. Савельева, Н. Н. Модернизация системы подготовки нефти посредством применения концевых делителей фаз трубных. / Н. Н. Савельева // Нефть и газ Западной Сибири : материалы международной научно-технической конференции. - Тюмень, 2017. - С. 239-243
3. Асвол и новые изоляционные материалы для подземных трубопроводов. / Н. М. Черкасов [и др.]. - Москва : Недра, 2005.- 155 с.
4. Инновационный подход к повышению надежности изоляционного покрытия трубопроводов / Черкасов Н. М. [и др.] // Территория «Нефтегаз» Коррозия. - 2007. - №3(8). - С. 24 – 29

Научный руководитель - Савельева Н. Н., канд. пед. наук, доцент

ОСОБЕННОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ МИКРО НА ГОРНЫХ РЕКАХ

Краснов В. Г.,¹ Акпаралиев Р.²

¹Филиал ТИУ в г. Нижневартовске;

²Научно-исследовательский институт энергетики и экономики при ГКПЭН КР, г. Бишкек

В поиске альтернативных источников энергии традиционным источникам, значительное внимание уделено гидроэнергетике и в частности микро ГЭС использующих кинетическую энергию рек. По принципу работы - характеру воздействия потока воды на рабочие органы гидравлические агрегаты разрабатываемых конструкций подразделяются: на реактивные (с избыточным давлением статического напора, т.е. напорные) и активные (свободнотруйные).

При эксплуатации гидроагрегатов, для успешной работы следует выделить выполнение следующих условий рациональная установка

гидроагрегата в створе реки; монтаж сети и; работа гидроагрегата в режиме питания потребителей.

Значительная часть напорных микро ГЭС, как правило, используется на малых водотоках, где преобладают большие уклоны местности и можно успешно их эксплуатировать при высоких напорах и малых расходах. Например бироторная микроГЭС может эксплуатироваться в открытой среде с большим гидравлическим расходом, а также использовать малые горные водотоки с высоким напором и малыми значениями расходов. Этим условиям в большей степени соответствуют верховья рек с большим уклоном рис1. Движение потока в них характеризуется большим перепадом, бурным, вихревым. Эти условия не соответствуют свободнопоточным микроГЭС.

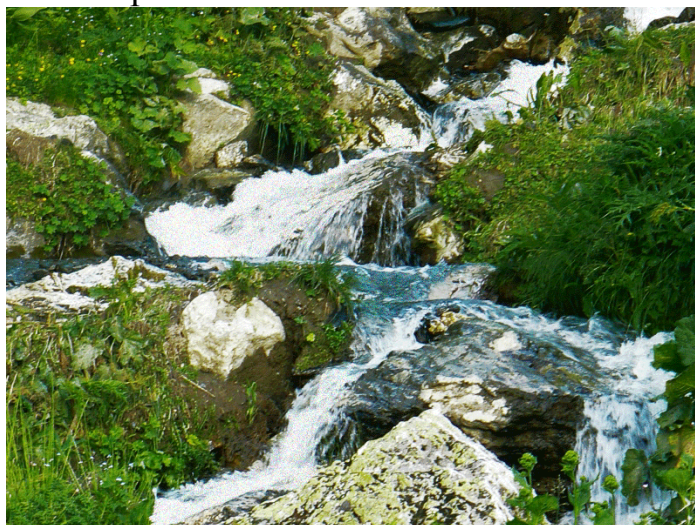


Рисунок 1. Вид горного стока с большим уклоном

Гидроагрегат рационально размещать на водотоке предгорной зоны рис.2. При выборе створа реки следует отдать предпочтение показанным спрямленным участкам 1,2 и участкам 3 имеющим сужение.



Рисунок 2. Русло реки в предгорной зоне

В соответствии с рекомендациями места размещения гидроустановки для этого участка реки показаны на рис.3.

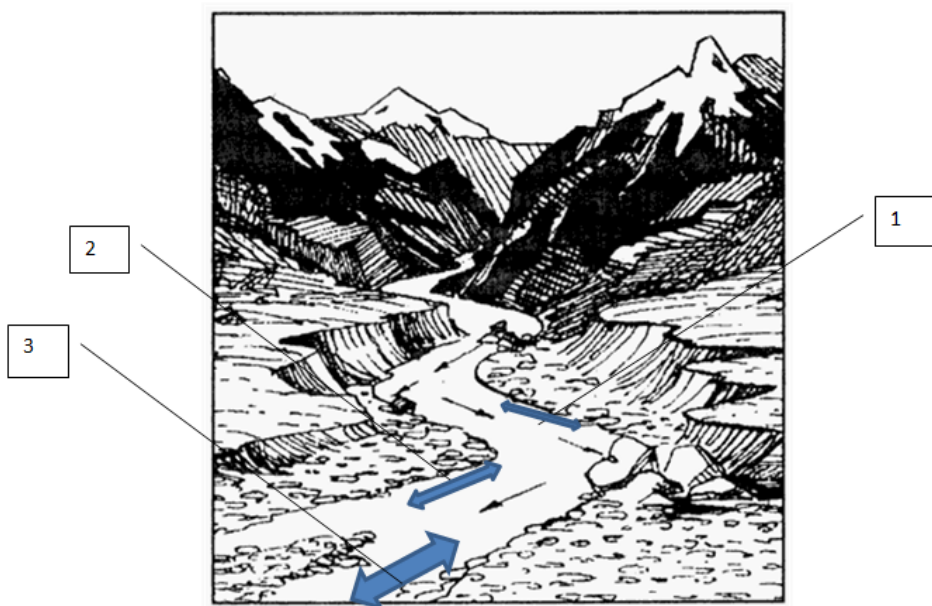


Рисунок 3. Места предполагаемого размещения гидроустановки

Русло, в месте установки гидроагрегата не должно иметь крупных включений с глубиной от 0,3м. Скорость потока 1- 3м/сек. При установке следует обеспечить горизонтальное положение оси ведомого барабана. Рама гидроустановки обеспечивает ее устойчивость, от случайных внешних проявлений предусмотрены крепежные средства.

Обобщенная схема привязки сети к генератору микро ГЭС приведена на рис.4.

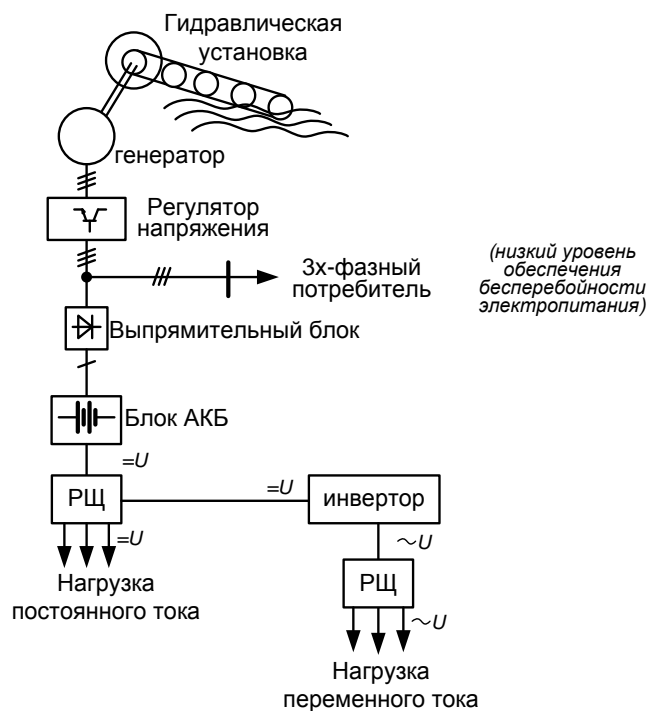


Рисунок 4. Привязка сети потребителя к генератору микро ГЭС

Выходное напряжение генератора характеризуется нестабильностью вследствие непостоянства частоты вращения вала, приводимого от гидравлической установки.

Для стабилизации напряжения на выходе генераторной установки необходимо установить блок регулирования напряжения, осуществляющий изменение тока возбуждения подаваемого на обмотку ротора синхронного генератора.

Выходное трехфазное напряжение может по трехфазной линии непосредственно передаваться к потребителям, имеющим низкие требования по надежности электроснабжения. Для электропотребителей с более высокими требованиями по бесперебойности питания, необходимо резервирование источника питания (генераторной установки) блоком аккумуляторных батарей (АКБ).

Блок АКБ, при работающей на номинальных параметрах генераторной установке восстанавливает заряд. При пониженной выходной мощности с генераторной установки АКБ компенсирует дефицит мощности.

Блок АКБ должен обеспечивать параллельную работу аккумуляторных батарей и генератора, а именно, иметь на выходных зажимах постоянное номинальное напряжение, отслеживать выходную потребляемую мощность и т.п.

Для потребителей чисто активной мощности можно передавать электроэнергию непосредственно от распределительного щитка на выходе блока АКБ. Для двигательной бытовой нагрузки обязательно использование переменного напряжения, поэтому для питания таких электроприемников предлагается использовать инвертор.

ДОБЫЧА НЕФТИ НА АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ

Курнашов И. Д., Погребная И. А.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовск

Темпы развития нефтяной промышленности увеличиваются из года в год. В настоящее время ударными темпами осваивается Западная Сибирь и Поволжье. Нефтяные запасы в этих регионах еще имеются, но они уже считаются трудноизвлекаемыми. По этой причине большая доля нефтяных предприятий стала вкладывать свои ресурсы в освоение Арктических запасов нефтяных залежей.

В настоящее время в Российской Арктике освоено около 600 нефтяных месторождений. Наиболее значимые - Ванкорское в Красноярском крае, Харьягинское, имени Романа Требса и Анатолия Титова, Южно-Хыльчующее в Ненецком автономном округе, Новопортовское, Юрхаровское, Русское, Мессояхская группа на Ямале.

Арктические месторождения нефти Российской Федерации составляют около 100 млрд. тонн углеводородов. На Арктическом шельфе освоены такие известные нефтяные месторождения, как Приразломное и Долгинское в Печорском море и месторождение Победа в Карском море. Однако арктические месторождения восточных морей остаются в меньшей мере исследованными. Согласно российскому закону «О недрах», вести добычу на шельфе могут только компании с государственным участием не менее 50%. Требуемый опыт работы должен быть не меньше пяти лет. В основном, это компании «Газпром» и «Роснефть». Не смотря на это, многие российские компании проявляют интерес в выигрыше тендера освоения арктической нефти. Одной из таких компаний является ОАО «ЛУКОЙЛ», предложившая внести поправки в понятие «национальная компания». Эти поправки дают возможность осуществлять свои работы по освоению шельфа. Такие лицензионные участки как Персеевский и Федынский, Восточно-Приновоземельские, Южно-Русский, Южно-Приновоземельский и Западно-Матвеевский, Южно-Чукотский, Северо-Карский уже разделены государственными компаниями.

В условиях истощения месторождений в центральной части страны, в Поволжье и Западной Сибири добыча нефти постепенно переходит в северные и восточные регионы России. Так, в 2009 году началась добыча нефти на Ванкорском месторождении в Красноярском крае, и с момента открытия месторождения из недр было извлечено более 70 миллионов тонн нефти. Большой рост углеводородов в России связан с развитием Ванкорского месторождения. В скором времени к Ванкорскому объединению, которое «Роснефть» намерена создать в регионе, примкнут такие месторождения как Лодочное, Сузунское и Тагульское. А, например, в Ямало-Ненецком автономном округе накопленная добыча нефти за 30 лет эксплуатации месторождений превысила 200 млн. тонн. Сегодня на территории ЯНАО открыто 90 месторождений углеводородного сырья, 79 из которых были переданы для последующей разработки нефтяным компаниям.

Добыча углеводородов в Арктике требует использование инновационных технологий. Благодаря применяемым современным технологическим решениям, коэффициент извлечения нефти на этих месторождениях довольно высокий.

На арктическом шельфе добыча нефти на «Приразломной» - «Газпром нефть шельф» были применены самые высокие технологии. Для разработки Приразломного месторождения создана уникальная ледостойкая платформа «Приразломная». Эти технологии рассчитаны на работу в условиях Крайнего Севера.

Специальная конструкция платформы выполнена из высокопрочной стали защищает «Приразломную» от волновых и ледовых воздей-

ствий. Он представляет собой стену, наклоненная верхняя часть которой предотвращает переливание набегающих волн. Буровая вышка «Приразломной» надежно защищена от внешнего воздействия, что позволяет вести бурение в любую погоду. Поскольку глубина моря в районе платформы небольшая, около 25 метров, то «Приразломная» стоит непосредственно на дне моря, а все скважины бурятся внутри нее. Основание платформы представляет собой уникальную разработку: оно несет на себе основную нагрузку и от его надежности зависит надежность всей платформы, что позволяет «Приразломной» успешно противостоять суровому арктическому климату, защищать все оборудование и обеспечивать безопасную работу персонала.

Перспективы развития арктической добычи

Впервые комплексная оценка неразведанных извлекаемых арктических запасов полезных ископаемых была проведена геологоразведочной службой США: United States Geological Survey – USGS, которая в ходе анализа 33 осадочных бассейнов определила, что с 10% долей вероятности в 25 из них запасы нефти или газа составляют свыше 50 млн. баррелей.

Геологоразведочной службой США выявлен неразведанный запас углеводородов в Арктике, составляющий 90 млрд. баррелей нефти, 1669 трлн. кубических футов газа и 44 млрд. баррелей природного газоконденсата.

По оценкам USGS, арктические залежи могут составлять более 13% от всех неразведанных мировых нефтяных запасов и более 30% газовых, это при том, что территория арктического шельфа занимает только 6% нашей планеты.

России принадлежит большая часть арктических ресурсов. По мнению экспертов, шельф России содержит почти 80% потенциального углеводородного запаса нашей страны, а стоимость этого сырья – более 30 трлн. долларов. Несмотря на высокую сложность добычи, такой огромный запас полезных ископаемых рано или поздно придется добыть. И Россия делает решительные шаги в этом направлении.

Вывод

Несмотря на внушительные показатели добычи нефти в средней полосе России, добыча нефти в Арктике активно развивается. Огромные перспективы развития, высокие показатели добычи и окупаемости помогают развитию арктической добычи и определяют её перспективность в будущем.

Библиографический список

1. Михайлова, С. В. К вопросу применения альтернативных материалов для трубопроводов на месторождениях Западной Сибири. / С. В. Михайло-

ва, И. А. Погребная // В мире научных открытий: материалы Международной конференции «Научное творчество XXI века» № 6-2 (39) – Красноярск : Научно-Инновационный центр, 2016. - С. 136-140.

2. Погребная, И. А. Анализ эффективности физико-химических методов повышения нефтеотдачи пласта на Урьевском месторождении / И. А. Погребная, А. Н. Перепелкина // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса : материалы Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых : Том 1. - Тюмень : ТИУ, 2017. - С. 62-67

3. Курнашов, И. Д. Добыча нефти на Арктическом шельфе // X Международная студенческая научная конференция: "Студенческий научный форум 2018". - Режим доступа: <http://www.scienceforum.ru/2018/3243/5446>

4. Нефть в Арктике / Добыча нефти в Арктике. - Режим доступа: <http://www.arctic-info.ru/encyclopedia/fields/neft-v-arktikedобыча-nefti-v-...>

ДОСТОИНСТВА И НЕДОСТАТКИ ПРИМЕНЕНИЯ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ

Мазурина В. А.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

В настоящее время широкое применение в нефтяной и газовой промышленности получили газотурбинные установки, так называемые ГТУ. Применяют их на тепловых электрических станциях, компрессных установках, железнодорожном и морском транспорте. Чаще всего они работают на газе, что делает их применение еще более актуальным для России, как газодобывающей страны. Особенно, при строительстве современных газопроводов. Например, газопровод «Сила Сибири» - самого большого диаметра в мире 1420 м. и соответственно, требующего большой мощности перекачивающих компрессорных станций, при прокладке в труднодоступной местности.

Газотурбинная установка состоит из двигателя, редуктора, генератора и вспомогательных узлов. Газ, сгорая, приводит в движение лопатки турбины, тем самым создает механическую энергию в виде вращения выходного вала, которая передается на генератор.

ГТУ служат для привода к установкам к насосным агрегатам для перекачки нефти и компрессорным установкам для перекачки газа. Газотурбинный агрегат состоит из отдельных блоков, что позволяет при техническом обслуживании быстро наращивать мощность, менять схемы автоматизации и все работы производить на месте эксплуатации.

Практическое использование газоперекачивающих агрегатов для транспортировки природного газа по магистральным трубопроводам доказало необходимость своего применения в виду низкочастотного и высокоэффективного производства электроэнергии, относительно небольшого срока окупаемости на базе газотурбинных установок.

В прошлом веке ОАО «Газпром» ввел в эксплуатацию газоперекачивающий агрегат ГПА-16 «Нева» (головной разработчик ОАО «Кировский завод»).



Рисунок 1. Газоперекачивающий агрегат ГПА-16 «Нева»

Одним из первых насосных агрегатов стал газотурбинный насосный агрегат для перекачки нефти ГТНА Урал-6000, который был предназначен для транспортировки сырой нефти по магистральным трубопроводам. В состав ГТНА входят модифицированная газотурбинная установка ГТУ-6ПГ с редуктором Р-45-01, созданные в «Авиадвигателе», и насос немецкой фирмы Ruhr Pumpen.

В настоящее время активно ведутся разработки нового высокотехнологичного газотурбинного оборудования



Рисунок 2. Газотурбинный насосный агрегат для перекачки нефти

Недостатки газотурбинных установок

Недостатками ГТУ является низкий коэффициент полезного действия, не высокая надежность конструкции, увеличенный вес, большие габариты, а также отсутствие входного фильтра.

Для уменьшения влияния данных недостатков необходимо работать в следующих направлениях: снижать вес и габариты за счет применения

прогрессивных материалов и улучшать конструкцию; выполнять входное устройство с телескопическими соединениями; выполнять входной узел, который будет проводить отфильтровку; обеспечить удобный доступ для визуального и инструментального контроля.

Также необходимо выполнять газотурбинные установки в блочном исполнении, что уменьшит сроки и время монтажа, причем повышается надежность за счет заводской сборки блоков.

Достоинства газотурбинных установок

Достоинствами ГТУ являются практически отсутствие вредных выбросов, низкий расход масла, низкий уровень шума и вибрации, возможность работы на различных видах газа.

Возможность работы газотурбинной установки в течение длительного времени при очень низких нагрузках, в том числе в режиме холостого хода.

Библиографический список

1. Савельева, Н. Н. Недостатки применения комплексных воздухоочистительных устройств (КВОУ) для газоперекачивающих агрегатов / Н. Н. Савельева // Нефть и газ Западной Сибири : материалы международной научно-технической конференции обучающихся, аспирантов и ученых. - Тюмень. - 2017. - С. 282-285.
2. Савельева, Н. Н. Практика применения комплексных воздухоочистительных устройств (КВОУ) для газоперекачивающих агрегатов / Н. Н. Савельева // Опыт и актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса : материалы международной научно-технической конференции посвященной 90-летию со дня рождения Косухина Анатолия Николаевича. - Тюмень. - 2015. - С. 155-159.
3. Рудаченко, А. В. Газотурбинные установки для транспорта природного газа: учебное пособие / А. В. Рудаченко, Н. В. Чухарева. - 2-е изд., перераб. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 217 с.

Научный руководитель – Савельева Н. Н., канд. пед. наук, доцент

МОТИВАЦИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЗАИНТЕРЕСОВАННОСТИ К САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЕ СТУДЕНТОВ В ТЕХНИЧЕСКОМ ВУЗЕ

Михайлова С. В.

ООО «Нафтагаз-Бурение», г. Нижневартовск

Организация самостоятельной работы студентов играет важную роль в создании и развитии интеллектуальной инициативы и мышления студен-

тов на всех этапах обучения в технических вузах. При обучении студент должен овладеть навыками формирования самостоятельно добывать сведения, выделять главную мысль, уметь работать с материалами большого объема, конспектировать и сокращать его, занимаясь самообразованием и саморазвитием.

Мотивация - это побуждение студентов к знаниям, личностному саморазвитию, организованности, приобретению нового опыта и закреплению уже полученных навыков. Очевидно, что процесс получения комплексного образования неосуществим без мотивации студентов. Интерес обучающихся и мотивация к самостоятельной деятельности возрастает в тех случаях, когда преподаватель заинтересовывает студентов дополнительным материалом, тесно связанным с профилем основного направления студента. Также, возможно предоставить перед учащимся проблемную ситуацию, для решения которой потребуется самостоятельно разработать план ее разрешения. При изучении учебных дисциплин, организацию самостоятельной работы можно представить тремя формами:

- внеаудиторная самостоятельная работа;
- аудиторная самостоятельная работа, наиболее эффективна под наблюдением преподавателя;
- творческая работа, в виде научного исследования.

Внеаудиторная работа состоит из нескольких видов: подготовки информационного сообщения, написания реферата, написания конспекта первоисточника, составления эссе, составления опорного конспекта, составления глоссария, составления текста и эталонов ответов к ним, составления схем, иллюстраций и других письменных работ на заданную тему. Желательно вид внеаудиторной работы предоставить студенту на выбор. Для мотивации развития, и положительного отношения к самостоятельной работе, следует устанавливать прочный контакт с группой обучающихся, разъяснять цели и задачи, на каждом из этапов самостоятельной работы, контролировать понимание этих целей и решение поставленных задач.

Аудиторная самостоятельная работа состоит из практических занятий при выполнении лабораторных исследований, семинаров, а также во время чтения лекционного курса. При чтении лекционного материала в аудитории, необходимо вести контроль усвоения информации основной массы студентов, путем проведения экспресс - тестов по конкретным разделам, а также возможен тестовый контроль. При проведении семинаров и практических занятий существуют разные виды самостоятельных работ, которые помогают не только реализовывать процесс усвоения учебного материала, но и сделать его увлекательным, а так же значительно поднять интерес и активность большей доли обучаемых в аудиторной группе. Из разнообразных форм самостоятельных работ при практических занятиях, для старшекурсников предпочтительнее подходит игровой тренинг «деловые игры». Предметом игры могут служить проблемы связанные с производством, приклад-

ного характера, содержащие в себе задачи, ситуационные модели, с актуальными в данное время, проблемами. Цель этой игры заключается в имитационных условиях, представляющих студенту возможность принимать решения самостоятельно. При проведении подобных занятий, студенты имеют возможность выполнять самостоятельную работу, как в индивидуальном порядке, так и немногочисленными группами, каждая из которых непосредственным личным общением исследует направленность проекта. Далее, выполненные задачи анализируются другой группой, и так по круговой системе. Работа в группе существенно усиливает фактор мотивации и взаимной интеллектуальной активности, повышает познавательную деятельность студентов, вследствие кругового контроля и самоконтроля. Публичная защита своего проекта, мотивирует студента к полноценному выполнению поставленных задач, а также существенно перестраивает психологию обучаемого. Хорошим мотивационным фактором, является контроль знаний, а именно, текущие оценки, тесты, рейтинговый контроль, экзаменационные мероприятия. Такие виды контроля, в определенных условиях, дают толчок к самосовершенствованию студентов.

За положительные успехи в учебной и творческой деятельности студентов предусмотрены поощрения: премии, стипендии, дополнительные баллы, и соответственно, штрафные санкции за плохо проделанную работу. Таким образом, чтобы организовать самостоятельную работу студентов на высоком уровне, необходимо применить:

1. Комплексный подход по составлению рабочей программы, сквозное планирование, специальная учебно-методическая литература, диагностика подготовленности студентов.

2. Обеспечение контроля над качеством. Высокая обеспеченность вычислительной техникой, возможность свободного общения между студентами, использование новых технологий.

Используя эти позиции в самостоятельной работе, студенты смогут продуцировать новые знания, новое понимание, новые виды деятельности, что повышает заинтересованность в учебном процессе в целом.

Библиографический список

1. Погребная, И. А. Технология личностно - ориентированного обучения в системе образования как средство повышения качества подготовки квалифицированных специалистов / И. А. Погребная // Актуальные проблемы современной техники и технологии в нефтегазовой отрасли: Материалы городской научно-практической конференции студентов, аспирантов и ученых. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2015. - С. 73-75
2. Михайлова, С. В. Опыт применения балльно-рейтинговой системы контроля и оценки знаний студентов в вузе / С. В. Михайлова, И. А. Погребная // В мире научных открытий «Научное творчество XXI века» : матери-

алы X Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых № 11.1(71). – Красноярск : Научно-Инновационный центр, 2015. - С. 707-713.

РЕАКТОР СИНТЕЗА ГИДРАТОВ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Нурисламов О. Р.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

АННОТАЦИЯ

В работе предложен реактор синтеза гидрата. В реакторе, при организации определенных термобарических условий, в процессе всплытия газового пузырька возможно образование гидратной частицы. Оценочные расчеты показывают, что средняя скорость течения воды в реакторе, при организации условий постоянства температуры воды в нем, значительно меньше скорости всплытия пузырька газа и гидратной частицы. Это указывает на то, что организуемое течение никак не скажется на поведении всплывающих частиц.

Реактор будет полезен при консервации природного газа, в котором содержится в значительной доле этан, пропан и бутан, так как именно такой состав перевести в гидратное состояние выгоднее, чем чисто метановый газ. Реактор не прихотлив к составу газа, поэтому высокая предварительная очистка газа не требуется. Следовательно, реактор можно поставить на каждую нефтедобывающую скважину. Это позволит экономически выгодно утилизировать попутный нефтяной газ, что положительно отразится и на экологии нефтедобывающего региона.

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время для России проблема утилизации попутного нефтяного газа является очень актуальной. В России попутный нефтяной газ сжигают с 60-х годов прошлого века, когда в Западной Сибири были обнаружены крупнейшие нефтяные месторождения. С тех пор объемы добычи нефти и, соответственно, попутного нефтяного газа росли по геометрической прогрессии. Согласно статистике Минэнерго РФ, объем извлекаемого попутного газа с 1995 г. по 2016 г. вырос с 25 млрд. м³ до 83,3 млрд. м³, то есть более чем в три раза. Из-за отсутствия инфраструктуры утилизации попутного газа большая часть сжигалась в "факелах" [1].

Россия занимает первое место по объему сжигания попутного газа. По некоторым данным, на долю России приходится от четверти до трети мирового объема сжигания попутного газа, точной статистики нет, так как только половина всех факельных установок снабжены средствами измерения.

Сжигание попутного газа негативно сказывается на экологии регионов и на экономике страны. В процессе сгорания в атмосферу попадают

окси азота и углерода, сернистый ангидрид, а также несгоревшие углеводороды. Ученые подсчитали, что в результате сжигания ПНГ выбрасывается около 0,5 млн. тонн сажи в год. Все это губительно отражается как на природе, так и на людях, живущих в регионах нефтедобычи.

С 1 января 2012 г. действует постановление Правительства РФ «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках», согласно которому компании могут сжигать не более 5% от всего объема попутного газа.

Статистика по отчетам нефтяных компаний говорит о снижении объемов сжигания ПНГ, а исследования атмосферы говорят об обратном.

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ И РЕШЕНИЕ

Известно, что газы в контакте с водой при определенных термобарических условиях могут образовать гидраты. Внешне гидраты похожи на рыхлый лед. 1 м³ такого льда может содержать до 170 м³ газа при нормальных условиях. Условия существования гидратов природных газов приводятся на диаграмме (рис.1) [2]. Наиболее выгодно переводить в гидратное состояние природные газы с высокой относительной плотностью.

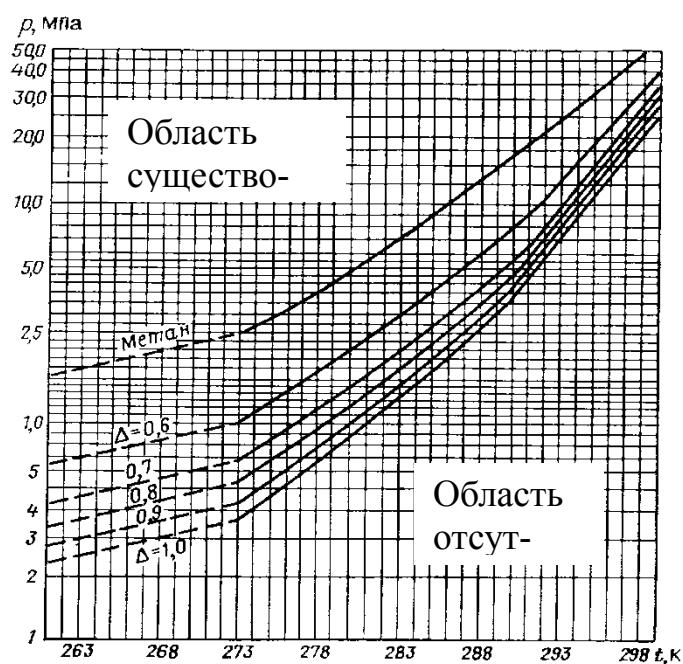


Рисунок 1. Диаграмма фазового равновесия газа, воды и гидрата для природных газов различных относительных плотностей

В работах [3-5] рассматриваются задачи о всплытии одиночного пузырька с образованием гидратной частицы. Результаты расчетов указывают на то, что газ в пузырьках полностью переходит в гидратное состояние на расстояниях всплытия порядка 10 метров. Это наталкивает на мысль, что гидраты можно синтезировать, создавая соответствующие условия, в искусственных установках – реакторах. На рис. 2 приводится принципиальная схема одного варианта такого реактора.

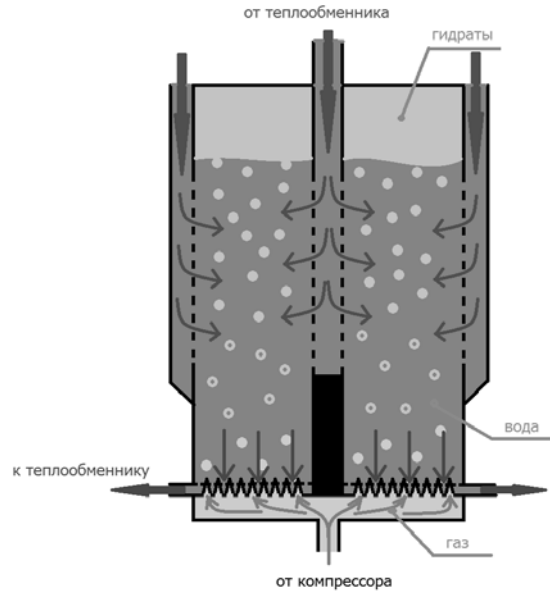


Рисунок 2. Принципиальная схема реактора синтеза гидратов

Проведем оценочные расчеты реактора.

$$V_1 = \frac{4}{3} \pi a_g^3 \approx 4 \cdot 10^{-9} \text{ м}^3 - \text{объем одного пузырька};$$

$$m_1 = \frac{MpV_1}{RT} \approx 2,22 \cdot 10^{-7} \text{ кг} - \text{масса газа в пузырьке};$$

$$S = \pi R^2 \approx 7 \text{ м}^2 - \text{площадь основания реактора};$$

$$S_1 = 4 \text{ см}^2 = 4 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2 - \text{площадь, отведенная на 1 форсунку};$$

$$N = \frac{S}{S_1} \approx 17,5 \cdot 10^3 - \text{общее количество форсунок};$$

$$m_g = m_1 n N \approx 38,9 \cdot 10^{-3} \frac{\text{кг}}{\text{с}} \approx 140 \frac{\text{кг}}{\text{ч}} - \text{скорость инъекции газа форсунками};$$

$$V_g = \frac{m_g RT_0}{p_0 M} \approx 213 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}} - \text{объем газа, приведенный к нормальным условиям};$$

$$G = 0,13 - \text{массовая доля газа в гидрате};$$

$$m_h = \frac{m_g}{G} \approx 1077 \frac{\text{кг}}{\text{ч}} - \text{массовая скорость синтеза гидрата};$$

$$V_h = \frac{m_h}{\rho_h} \approx 1,18 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}} - \text{объемная скорость синтеза гидрата};$$

$$h = \frac{V_h}{S} \approx 0,17 \frac{\text{м}}{\text{ч}} - \text{скорость нарастания толщины гидратного слоя}.$$

При образовании гидрата происходит выделение тепла.

$$Q = m_h L_h \approx 540 \frac{\text{МДж}}{\text{ч}} = 150 \frac{\text{кДж}}{\text{с}} - \text{скорость образования тепла};$$

$$\Delta T = \frac{Q}{c \rho_w S h} \approx 1,28 \frac{\text{МК}}{\text{с}} = 4,6 \frac{\text{К}}{\text{ч}} - \text{скорость роста температуры без теплообмена}.$$

Для поддержания температуры воды в реакторе будем закачивать воду на $\Delta T_w = 3 \text{ К}$ ниже температуры воды в реакторе. Тогда потребуется:

$$\Delta m_w = \frac{Q}{c \Delta T_w} \approx 12 \frac{\text{кг}}{\text{с}} - \text{массовая скорость смены воды};$$

$\Delta V_w \approx 12 \frac{\text{л}}{\text{с}}$ – объемная скорость смены воды;

$v = \frac{\Delta V_w}{S} \approx 1,7 \frac{\text{мм}}{\text{с}}$ – скорость течения при смене воды.

Преимущества:

1) Для получения гидрата природного газа в реакторе не нужно проводить полный цикл получения высокоочищенного сухого газа, что было бы необходимо при транспортировке газа по магистральным трубопроводам.

2) Не нужно прокладывать трубопровод для транспортировки газа.

3) Газ в гидратном состоянии удобно транспортировать в отдаленные от газопроводов жилые районы.

4) В зимний период гидраты можно хранить и при 1 атмосферном давлении.

Недостатки:

1) В летний период для получения гидратов необходимо значительно повысить давление, становится невыгодным.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассмотренный в работе реактор позволит перевести газ в пузырьках в процессе всплытия в гидратное состояние. Оценочные расчеты показывают, что средняя скорость течения воды в реакторе, при организации условий постоянства температуры воды в нем, значительно меньше скорости всплытия пузырька газа и гидратной частицы. Это указывает на то, что организуемое течение никак не скажется на поведении всплывающих частиц.

Реактор будет полезен при консервации природного газа, в котором содержится в значительной доле этан, пропан и бутан, так как именно такой состав перевести в гидратное состояние выгоднее, чем чисто метановый газ. Реактор не прихотлив к составу газа, поэтому высокая предварительная очистка газа не требуется. Следовательно, реактор можно поставить на каждую нефтедобывающую скважину. Это позволит экономически выгодно утилизировать попутный нефтяной газ, что положительно отразится и на экологии нефтедобывающего региона.

Библиографический список

1. Книжников, А. Ю. Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России / А. Ю. Книжников, А. М. Ильин // Всемирный фонд дикой природы (WWF). - Москва, 2017 г. - 32 с.
2. Природный газ. Метан : Справочник / С. Ю. Пирогов [и др.] – СПб. : НПО «Профессионал», 2006. – 848 с.
3. Шагапов, В. Ш. О механизмах роста гидратной оболочки на поверхности всплывающих газовых пузырьков / В. Ш. Шагапов, А. С. Чиглинцева, А. А. Русинов // Вестн. Томск. гос. ун-та. матем. и мех. - 2015. - № 3(35). - С. 73–86.

4. Шагапов, В. Ш. К теории образования и разложения газогидратных частиц в процессе их всплытия в воде / В. Ш. Шагапов, Б. И. Газетдинов, О. Р. Нурисламов // Вестн. Томск. гос. ун-та. матем. и мех., 2013. - № 6(26) – С. 106–113.
5. Нурисламов, О. Р. Образование гидратной частицы при всплытии газового пузырька / О. Р. Нурисламов, С. А. Лепихин, М. Н. Галимзянов. // Вычислительные методы и программирование, 2015. – Т.16. - Вып. 3. – С. 339–347.

ДИАГНОСТИКА РЕЗУЛЬТАТИВНОСТИ ОБУЧЕНИЯ В ТЕХНИЧЕСКОМ ВУЗЕ

Погребная И. А.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Любой образовательный процесс в учебном заведении оценивается по его результату в виде контроля. Контроль - завершающая стадия любой образовательной деятельности, направленная на сопоставление результата с требованиями в соответствии с ФГОС и рабочими программами. Под контролем мы подразумеваем результаты, полученные при диагностике обучения. Диагностика обучения — важнейший компонент образовательного процесса, с помощью которого определяется достижение поставленных целей. Цель диагностики — контроль, проверка, определение результатов образовательной деятельности при анализе оценивания и прогнозирования обучения. Без диагностики невозможно эффективное управление учебным процессом, получение необходимых результатов. Контролирование, оценивание знаний, умений обучаемых включаются в диагностирование как необходимые составные части.

Качество обучения включает в себя теоретическую подготовку, формирование проектировочных умений будущих инженеров, среди которых важная роль отводится умению проектировать, формирование мониторинговых умений - уровень полученных навыков при изучении учебной дисциплины, проектировочную деятельность. Качество обучения невозможно без учебных планов, утвержденных в соответствии ФГОС и программ, содержащих учебный материал. Важная составляющая качества обучения - мотивации обучения в вузе, мотивация овладения профессией, мотивация изучения дисциплины, самостоятельная работа, система контроля уровня знаний, умений и владений учебным материалом.

Существенными принципами диагностики и контроля обучения студентов являются объективность, систематичность, наглядность. Для оценки объективности, мы применяем тесты (задания, вопросы), в соответствии с критериями оценивания знаний, умений.

Под систематичностью мы рассматриваем проведение постоянного контроля на всех этапах обучения. Принцип системности требует комплексного подхода к проведению диагностирования, при котором различные формы, методы и средства контролирования проверки, оценивания используются в тесной взаимосвязи и единстве, подчиняются одной цели. Наглядность диагностирования учебного процесса осуществляется с помощью рейтинговой оценки знаний.

Диагностика, контроль, проверка и оценка знаний, умений и владений учебным материалом студентов проводится в последовательности изучения программного материала.

Рассматривая диагностику результативности обучения, можно выделить уровни усвоения учебного материала:

- ознакомительный;
- воспроизведения;
- практический;
- творческий.

На уровне ознакомления студент способен опознать, различить и соотнести объекты или процессы, представленные ему в описании. На уровне воспроизведения студент производит действия, решает типовые задачи, рассмотренные при обучении. Практический уровень характеризуется проявлением студента умений и навыков, по определенному алгоритму выполнением действий, изученных на занятиях. На последнем уровне, творческом, студент самостоятельно "добывает" необходимые знания и умения. Умеет решать творческие задачи научно-исследовательской, проектной, конструкторской, технологической деятельности.

В нашем вузе разработана оценочная система результатов освоения учебной дисциплины в виде рейтинга. Она является накопительной системой, учитывающей максимальное количество баллов.

Таблица № 1

Рейтинговая система оценки знаний по курсу
«Физико-химические свойства реальных систем» для студентов очной формы обучения

1-ый срок представления результатов текущего контроля	2-ой срок представления результатов текущего контроля	3-ий срок представления результатов текущего контроля	Итого
0-20	0-50	0-100	0-100

Таблица № 2

№	Виды контрольных мероприятий	Баллы	№ недели
1	Работа на лекциях	0 – 3	1 – 6
2	Вводное занятие по технике безопасности	0 - 1	1 - 2

3	Выполнение лабораторной работы «Термохимия» и отчет	0 – 4	3 - 4
4	Защита отчета по теме «Термохимия», коллоквиум, тест	0 – 12	5 - 6
	ИТОГО (за раздел, тему, ДЕ)	0 - 20	
5	Работа на лекциях	0 – 3	7 - 12
6	Выполнение лабораторной работы «Химическое равновесие» и отчет	0 - 4	7 - 8
7	Защита отчета по теме «Химическое равновесие», коллоквиум, тест	0 - 12	9 - 10
8	Выполнение лабораторной работы «Гетерогенное равновесие» и отчет	0 – 3	11 - 12
9	Аудиторная контрольная работа по теме «Растворы»	0 - 8	11 - 12
	ИТОГО (за раздел, тему, ДЕ)	0 - 50	
10	Работа на лекциях	0 - 3	13 - 18
11	Защита отчета по теме «Гетерогенное равновесие», коллоквиум, тест	0 - 12	13 - 14
12	Выполнение лабораторной работы и отчета по теме: «Электропроводность растворов электролитов» Защита отчета, тест	0 – 5 0 – 10	15 - 16
13	Аудиторная контрольная работа по теме «Термодинамика электродных процессов» Поощрение	0 – 10 0 - 10	17 17
	ИТОГО (за раздел, тему, ДЕ)	0 - 100	
	ВСЕГО	0 - 100	

В заключение можно сказать, что методы контроля зависят от того, какая обучающая процедура контролируется, что контролируется - ход процедуры или ее результат, какие задания для проверки хода и результатов обучающей процедуры используются, какие ответы студентов используются при выполнении контрольных заданий, какова частота и периодичность контроля.

Согласно требованиям к освоению учебной дисциплины, в соответствии с ФГОС, результаты обучения предполагают достижения студентов в виде знаний, умений и владений учебным материалом.

Таким образом, результат педагогической диагностики позволяет повысить качество обучения в техническом ВУЗе.

Библиографический список

1. Погребная, И. А. Технология личностно - ориентированного обучения в системе образования как средство повышения качества подготовки квалифицированных специалистов / И.А. Погребная // Актуальные проблемы современной техники и технологии в нефтегазовой отрасли : Материалы городской научно-практической конференции студентов, аспирантов и ученых. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2015. - С. 73-75
2. Михайлова, С. В. Опыт применения балльно-рейтинговой системы контроля и оценки знаний студентов в вузе / С. В. Михайлова, И. А. Погребная // В мире научных открытий : материалы X Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Научное творчество XXI века» № 11.1(71) – Красноярск : Научно-Инновационный центр, 2015. - С. 707-713.

ПЕРСПЕКТИВЫ СЛАНЦЕВОГО ГАЗА

Подскребкин А. Д., Мусаев Э. А.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

До настоящего времени в России темп роста экономики и энергопотребления находился на низком уровне. Существенное влияние на это оказывает конкурентная борьба с развитыми странами, особенно с США. США зачастую использует нечестные, а порой враждебные действия, направленные на развал экономики России. Введение экономических санкций, замораживание добычи нефти в мире – это классическая проблема координации поведения конкурентов, осложненная затяжными политическими конфликтами. На коротком горизонте приходится констатировать, что экспортеры нефти в третий или четвертый раз (после 1986, 1998 и 2008 годов) «наступают на те же грабли», существенно понижая свои доходы ради поддержания текущего притока кассовых поступлений. Замораживание добычи и подъем цен выше 50 долл./барр. в принципе возможен, хотя бы и ненадолго, но это зависит именно от стран Персидского залива. Россия никогда не участвовала в стабилизации цен на мировых рынках – она всегда получала их по факту. Имея огромное число скважин (175 тысяч), Россия не может быстро регулировать добычу. При удачном стечении обстоятельств и достижении.

Россия в настоящее время является крупнейшим в мире экспортером природного газа. В качестве альтернативы США пытаются вытеснить Россию с «газового рынка», навязывая европейским странам сланцевый газ.

В США 1821 году Уильямом Хартом была пробурена первая коммерческая газовая скважина в сланцевых пластах во Фредонии, Нью-Йорк.

Джордж Митчелл и Том Уорд стали инициаторами масштабной добычи сланцевого газа в США.

Себестоимость сланцевого газа выше, чем традиционного. Так например производственные затраты на добычу сланцевого газа в Америке в 2012 году составляли примерно 150 долларов за тысячу м³. Тогда как в России себестоимость природного газа даже с учётом транспортных расходов, составляли в тот же период времени всего 50 долларов за тысячу м³.

Для разработки месторождений сланцевого газа используют наклонно-горизонтальное бурение, ГРП (с применением пропантов) и сейсмоделирование. Примерно также технология применяется и для получения угольного метана. Закачивание сжиженного пропана в качестве эксперимента может использоваться вместо ГРП.

Сланцевый газ содержится в малых концентрациях (0,2—3,2 млрд. м³/км²), поэтому требуется бурение скважин на больших площадях.

В мире около 200 трлн. м³ являются ресурсами сланцевого газа, при этом только малая часть представляется извлекаемыми запасами. В настоящее время у сланцевого газа есть ряд недоработок, плохо влияющих на будущее его добычи в мире.

В числе факторов, положительно влияющих на перспективы добычи сланцевого газа: близость месторождений к рынкам сбыта; значительные запасы; заинтересованность властей ряда стран в снижении зависимости от импорта топливно-энергетических ресурсов. В то же время у сланцевого газа есть ряд недостатков, негативно влияющих на перспективы его добычи в мире. Среди таких недостатков: относительно высокая себестоимость; непригодность месторождений; низкий уровень доказанных запасов в общей структуре запасов, значительные экологические риски при добыче.

Глобальные оценки запасов сланцевого газа остаются пока очень приблизительными. Результаты анализа приведены в таблице 1.

Таблица № 1

Распределение запасов сланцевого газа по странам мира

Страна	Запасы, трлн. куб. м
Китай	36,7
США	24,4
Россия	8,3
Польша	5,3
Украина	1,2
Германия	0,22
Латвия	0,11

В некоторых странах запрещена добыча сланцевого газа (таких например как Франция и Болгария) в связи с ущербом наносимым окружающей среде в процессе разработки месторождений сланцевого сырья. Добыча сланцевого газа приостановлена также в Германии, Нидерландах, ряде штатов США.

Заключение

Последние пять лет, ознаменовавшиеся активной разработкой месторождений сланцевого газа в Соединенных Штатах, будучи слишком коротким периодом в масштабах развития газовой отрасли, тем не менее, дают материал и основания для первичных выводов.

Сильное увеличение объема добываемого сланцевого газа в США (чуть больше 200 млрд. куб. м по итогам 2011 г.) привело к снижению рыночных цен на природный газ, а также к перенасыщению рынка. В этих условиях часть компаний стала уделять большее внимание инвестициям в разработку месторождений жидких углеводородов, уменьшая при этом инвестиции в добычу сланцевого газа.

Библиографический список

1. Где взять энергию. - Режим доступа: <http://geograf.sch113.edusite.ru/p18aa1.html>
2. Современные технологии разработки нефтяных и газовых месторождений. – Режим доступа: <http://www.lib.tpu.ru/fulltext/c/2014/C11/V2/007.pdf>
3. Запасы сланцевого газа в США вдвое больше, чем считалось ранее. - Режим доступа: <http://www.trubagaz.ru/issue-of-the-day/zapasy-slantsevogo-gaza-v-ssha-vdvoe-bolshe-chem-schitalos-ranee/>
4. Прогноз ИНЭИ/РЭА 2012
5. Первые 5 лет «сланцевой революции»: что мы теперь знаем наверняка? - Режим доступа: https://www.eriras.ru/files/slancjevyj_gaz_5_ljet_nojabr_2012.pdf

ТЕНДЕНЦИЯ ВЛИЯНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ НА УСТОЙЧИВУЮ РАБОТУ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Подскребкин А. Д.,¹ Кравченко Е. В.²

¹Филиал ТИУ в г. Нижневартовске;

²Нижневартовский государственный университет

Россия с 2014 года развивается в условиях жесткого санкционного давления, что отразилось на развитии энергетического рынка. Проблема геополитического воздействия мировой среды на развитие российской экономики намного сложнее и разнообразнее, чем многие полагают. Россия нуждается в нормальных торговых отношениях, импорте технологий и всем том, что нужно для движения вперед среднеразвитой страны. Большую роль в развитии экономики России играют добыча и экспорт углеводородных топлив.

В тоже время, на внутреннем рынке одним из основных потребителей углеводородных топлив (нефти, газа, мазута) являются тепловые электростанции.

тростанции. Поэтому устойчивое функционирование и экономика нефтегазовой промышленности значительно зависит от стабильности работы потребителей нефтепродуктов.

Энергосистема тем надежнее, чем больше в ней электростанций.

Если одна вылетит из системы в случае аварии, то другие подхватят, и толчок для потребителей будет менее заметен.

Электростанции не заменяют одна другую. Они разные по маневренности и экономичности.

А электрическая нагрузка сильно меняется от времени суток. Поэтому чем на большее количество суточных поясов раскинулась энергосистема, тем меньше изменение нагрузки и стабильнее она работает.

Атомные станции работают только в базе. Если играть нагрузкой на атомной станции, то или будет поломка реактора, или произойдет Чернобыль.

Гидроэлектростанции - самые маневренные. Для того чтобы набрать мощность с нуля до максимума, нужны минуты. И у них самая дешевая электроэнергия. Но самое дорогое строительство.

Тепловые станции - среднее между ними по маневренности и самые дешевые в строительстве.

Есть еще и газотурбинные генераторы. На раскрутку ГТС требуются часы, а иногда и сутки. Они так же маневренны, как и ГЭС. Но электроэнергия у них самая дорогая по топливу - в разы дороже, чем на ТЭС. Особенно с учетом того, что ГТС работают на дорогом газе или керосине, а ТЭС на дешевых углях. Именно поэтому станции и объединяют в систему, где разные типы станций дополняют друг друга. Чем больше и мощнее система, тем дешевле производство электроэнергии и тем она надежнее.

В СССР энергетика была в госсобственности. Именно этим и объясняется более высокая надежность советской энергетике по сравнению с той же американской.

Сейчас электроэнергия для российских предприятий уже часто стоит дороже, чем в США. А если она и дальше продолжит дорожать существующими темпами по 15% в год, то через 10 лет превысит американские тарифы в 3-4 раза. Последнее будет означать автоматическую смерть энергоемких отраслей экономики, если только у них не окажется собственных генерирующих мощностей

Реформа в электроэнергетике должна была стабилизировать тарифы и одновременно создать достаточный ресурс для инвестиций в отрасль. Но ни того, ни другого не случилось. Если судить о реформе по уровню тарифов, то можно заключить, что она провалилась. Стабилизации или снижения цен на энергию не происходит. Наоборот, они растут и уже сегодня угрожают существованию целых отраслей отечественной промышленности. Цены на электроэнергию, превышающие американские и одновременно не обеспечивающие должные потоки инвестиций на воспроизводство и

модернизацию энергетики, являются наиболее очевидным свидетельством неблагополучия в отрасли. Это серьезно отражается и на себестоимости добычи и транспортировки нефти и газа, т.к. нефтегазовая отрасль является очень крупным потребителем электроэнергии.

Сегодняшний российский энергорынок характеризуют произвольное ценообразование и резкие скачки тарифов, которые заставляют задуматься об энергетической безопасности российских предприятий и граждан. Неустойчивости ему добавляет то, что в любой момент лоббисты могут провалить новое повышение цен на энергию, и это уже наблюдалось во многих регионах страны в последние годы. При таком положении вещей не существует никаких гарантий, что тарифы на энергию не перегонят цены в самых богатых странах мира. Вследствие этого внутреннее производство может стать нерентабельным, а предприятия окажутся неконкурентоспособными из-за высоких издержек.

Спустя почти 10 лет после реформирования РАО «ЕЭС России» споры о том, куда двигаться отечественной электроэнергетике, продолжаются. Надежды реформаторов на то, что дроблением энергокомпаний можно создать между ними конкуренцию и так оздоровить отрасль, оказались мифом. Теперь специалисты ищут пути объединения раздробленных сетевых компаний, которое может исправить положение в электроэнергетике.

В стране действуют тысячи мелких электросетевых компаний, у которых нет денег и производственных мощностей для ремонта сетевого хозяйства.

Эти мелкие компании повышают тарифы и собирают с потребителей деньги на псевдо инвестиционные программы, тогда как в действительности состояние сетевого хозяйства ухудшается. Чтобы переломить тенденцию, необходимо объединение, укрупнение и централизация сетевых компаний. Юридически подтолкнуть компании к укрупнению можно с помощью новых технических нормативов, которым мелкие компании не смогут соответствовать. Нужно стимулировать присоединение мелких компаний к Россетям или осуществить передачу контроля над ними муниципалитетам.

В подавляющем большинстве случаев распределительные сети в городах и населенных пунктах России эксплуатируются территориальными сетевыми организациями (ТСО) различных форм собственности, не входящих в структуру ОАО «Россети».

Любое юридическое лицо может стать сетевой организацией. Большинство небольших компаний этим пользуется и откровенно паразитирует на услуге по передаче электроэнергии, нагружая своими затратами тариф на электроэнергию. В России более 3600 таких ТСО, которые живут по своим правилам. Для сравнения: в Германии менее 800 ТСО, в Великобритании - 16.

Приватизация распределительного электросетевого комплекса была задумана и продекларирована как способ создания конкурентной среды с

целью повышения качества предоставляемой услуги со снижением ее стоимости.

При этом основная задача по распродаже электрических сетей, принадлежащих ранее местным администрациям и ведомствам, была выполнена. В результате приватизации на сегодня мы имеем более 3600 локальных территориальных сетевых организаций различных форм собственности. Такого рода ТСО не имеют обязательств выполнять отраслевые стандарты при оказании услуги потребителю и не несут ни юридической, ни экономической ответственности. Также проблема состоит в разрозненности территориально сетевых организаций, число которых в России чрезвычайно велико.

По итогам реформы электроэнергетики, цены на электроэнергию для промышленности выросли в 2,7 раза, для граждан - в 3,8 раза за последние 10 лет, подсчитали эксперты Института проблем естественных монополий (ИПЕМ). В итоге упала конкурентоспособность российской промышленности, выросли расходы населения.

Однако без реформы и обновления мощностей страна столкнулась бы с угрозой крупных аварий, отмечают эксперты.

Небывалый, по словам экспертов, рост цен на электроэнергию для конечных потребителей - главный и самый ощутимый итог реформы электроэнергетики, говорится в докладе ИПЕМ по результатам реформы отрасли, формально завершённой в 2008 году с распадом РАО «ЕЭС России».

Казалось бы, что после завершения преобразований цены, напротив, будут постепенно снижаться, в том числе из-за возникшей конкуренции в секторе генерации, значительная часть которого была приватизирована.

Но в секторе генерирующих компаний так и не была создана необходимая для снижения цен и издержек конкурентная среда, считают в ИПЕМ. Механизм договоров на предоставление мощности (ДПМ) из механизма, гарантирующего обеспечение выполнения обязательств инвесторов, превратился в порочный для нашей электроэнергетики инструмент, исключая предпринимательские риски для генераторов, гарантируя им окупаемость инвестиций в рекордно короткие по отраслевым меркам сроки.

Кроме того, идеологи реформы переоценили темпы роста потребления, и инвестпрограммы по строительству новых мощностей, ради которых в основном и затевалась реформа, оказались завышенными.

Что касается сетевых компаний, оставшихся под контролем государства, основными причинами роста цен в этом комплексе являются непрозрачность инвестпрограмм электросетевых компаний, а также дискриминация в процессе тарифообразования на местном уровне в пользу недобросовестных местных территориальных сетевых компаний, уверены в ИПЕМ.

Из-за роста цен заметно снизилась рентабельность деятельности компаний энергоемких отраслей промышленности: если в 2008 году она составляла 21 - 32%, то в 2014-м уже 6 - 13%, что даже ниже, чем в кризисном 2009 году.

Нестабильность цен на нефть и газ также существенно влияет на цены электроэнергии вырабатываемой тепловыми электростанциями. Поскольку ХМАО занимает первое место в России по выработке электроэнергии, которая производится на мощных ГРЭСах, работающих напутном и природном газе, то влияние стабильной работы этих отраслей на экономику государства существенно.

Таким образом, мы показали, что дальнейшее развитие нефтегазовой отрасли зависит и от развития и тарифов в энергетической отрасли.

Библиографический список

1. Афанасьев, В. Я. Об актуальных исследованиях и разработках проблем развития конкурентных отношений на электроэнергетических рынках / В. Я. Афанасьев, В. В. Кузьмин // «Вестник университета (Государственный Университет Управления)». – 2015. – № 11.
2. Воропай, Н. И. Инвестиции в развитие электроэнергетики в рыночной среде / Н. И. Воропай // ТЭК. – 2002. – № 3. – С. 63–65.
3. Воротницкий, В. Э., Кузьмин В. В. О повышении эффективности электроэнергетики на основе развития механизмов конкурентного электроэнергетического рынка / В. Э. Воротницкий, В. В. Кузьмин // Энергетик. – 2016. – № 5. – С. 250.
4. Выступление министра энергетики РФ А.В. Новака на Восточном экономическом форуме, 4 сентября 2015 [Электронный ресурс] // Министерство энергетики РФ. - Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/2126>
5. Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года. – Москва : Институт энергетических исследований РАН, Аналитический центр при Правительстве РФ, 2014. – 107 с.

АНАЛИЗ МЕТОДОВ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ СТРЕСС - КОРРОЗИОННЫХ ДЕФЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Понкратова В. В.
Санкт - Петербургский горный университет

Аннотация

В статье представлен анализ существующих методов внутритрубной диагностики стресс-коррозионных дефектов в магистральных газопрово-

дах (магнитный, ультразвуковой в водяной пробке и метод сухого ультразвука) с указанием принципов действия, минимально диагностируемых размеров трещин, преимуществ и недостатков каждого метода. Исходя из проведенного сравнения, выбран наиболее эффективный способ диагностики дефектов типа КРН.

Введение

Единственным средством контроля и выявления стресс-коррозионных дефектов является внутритрубная диагностика (ВТД). Однако в настоящее время применение ВТД не обеспечивает полной защиты трубопроводов от процессов КРН.

Анализ статистики отказов магистральных газопроводов за последние 10 лет показывает, что число аварий, обусловленных стресс-коррозией, составляет больше половины (около 51 %) всех исследованных случаев отказов МГ [1].

Дефект КРН представляет собой колонию нераскрывшихся трещин глубиной 5–20 % от толщины стенки трубы. Гарантированно выявляются дефекты размером около 20% толщины стенки трубопровода, в то время как дефекты меньшей глубины иногда остаются не диагностированными. Пропуск развивающихся мелких дефектов компенсируется повторным пропуском снарядов-дефектоскопов по тому же участку через 4 – 5 лет и повторным ремонтом трубопровода. Но существуют и быстроразвивающиеся (в течение 2 – 3 лет) мелкие дефекты, приводящие к разрыву трубопровода и аварийному ремонту [2].

Зачастую периодический контроль трубопроводной системы эксплуатирующими организациями не проводится из-за большого объема сопутствующих диагностике операций и труднодоступности многих участков. Поэтому на практике трубопровод проверяют при вводе в эксплуатацию и когда расчетный срок его службы приближается к завершению [3].

Постановка задачи

Для предотвращения отказов трубопроводов вследствие стресс-коррозионного разрушения необходимо своевременное их диагностирование с применением внутритрубных снарядов, принципы действия которых основаны на различных методах выявления дефектов типа КРН.

Определение данного типа дефектов при проведении ВТД стальных трубопроводов осуществляется тремя методами:

1. TFI-метод и MFL-метод – методы регистрации утечек магнитного потока при поперечном и продольном намагничивании участка трубы. Магнитный принцип контроля основан на регистрации полей рассеяния от дефекта в стенке трубы. Намагничивание стенки трубопровода снарядами-дефектоскопами обеспечивается при помощи постоянных магнитов, размещённых на цилиндрическом ядре, и гибких металлических щёток, передающих магнитный поток от магнитов в стенку трубы. Данные методы

позволяют идентифицировать дефекты стресс-коррозии глубиной от 11 % (от 1 – 5 мм в зависимости от толщины стенки трубопровода) толщины стенки трубы.

Зоны трещин КРН при намагничивании создают слабые поля, которые трудно зафиксировать системой датчиков. К тому же, датчики при внутритрубной диагностике находятся внутри трубы, а стресс-коррозионные трещины всегда образуются на внешней поверхности трубопровода. То есть между датчиками и самим дефектом находится слой металла почти равный толщине стенки трубопровода. В таких условиях регистрируемые изменения магнитного поля обладают низкой точностью. Сигнал от внешней трещины глубиной 10 – 15 % сопоставим по амплитуде с уровнем шума, который регистрируется датчиками из-за шероховатости внутренней поверхности трубопровода, что снижает достоверность измеряемых значений.

К плюсам данного метода можно отнести возможность работы в газовой среде, проведение диагностики без изменения режима перекачки продукта, прохождение больших участков МГ в короткие сроки, возможность диагностики труднодоступных участков.

2. CD-метод заключается в ультразвуковом сканировании стенки трубы с помощью пьезоэлектрических преобразователей (ПЭП). Минимальная регистрируемая глубина дефекта составляет 1 мм. В газовой среде этот метод не применяется в связи со значительно большим коэффициентом отражения ультразвуковой волны от границы газ-металл по сравнению с границей нефть-металл или вода-металл. Поэтому в данном методе ультразвуковые волны проникают в стенку трубопровода через слой окружающей внутритрубный снаряд жидкости, для чего с помощью дополнительных поршней-разделителей, находящихся впереди и сзади дефектоскопа, создается подвижная «водяная пробка», а после проведения диагностики выполняется осушка газопровода.

CD-метод ультразвукового обследования в водяной подвижной пробке экономически нерентабелен из-за потерь при выведении участка газопровода из эксплуатации на длительный срок для осушки после проведения диагностики.

3. ЭМАП-метод (метод сухого ультразвука) заключается в возбуждении ультразвуковых волн в стенке трубы бесконтактными электромагнитно-акустическими преобразователями (ЭМАП), расположенными на внутритрубном ЭМАП-дефектоскопе. Такой дефектоскоп, в отличие от описанного выше, может перемещаться в газовой и жидкой среде.

Внутритрубными ЭМАП-дефектоскопами обнаруживаются нераскрывшиеся продольные трещины при глубине трещины 1–2 мм. Такой чувствительности вполне достаточно для обнаружения стресс-коррозионных повреждений на ранней стадии развития.

К недостаткам данного метода относится более высокая стоимость дефектоскопов по сравнению с магнитными, а также их недостаточное время автономной работы от бортовых аккумуляторов [4].

Результаты и обсуждение

Магнитные методы выявления дефектов типа КРН обладают несколькими преимуществами: работа в газовой среде с сохранением режима перекачки продукта, прохождение ЛЧ МГ в короткие сроки и диагностика труднодоступных мест. Но они имеют меньшую точность выявления дефектов по сравнению с остальными методами.

СД-метод не используется в газовой среде, что требует больших затрат на обеспечение требуемой водной рабочей среды.

В связи с выявленными недостатками TFI, MFL и СД-методов, ЭМАП-метод (метод сухого ультразвука), при его использовании на внутритрубном дефектоскопе, является наиболее эффективным методом обнаружения и ранжирования стресс-коррозионных повреждений газопроводов, хотя и имеет высокую стоимость пробора. Для улучшения работы дефектоскопов данного типа необходимо повысить время их работы без подзарядки, исключив при этом увеличение веса прибора и уменьшение качества диагностики [4].

Заключение

В результате проведения анализа научной литературы, был выявлен наиболее эффективный метод диагностирования магистральных газопроводов при выявлении стресс-коррозионных трещин на разных стадиях развития – ЭМАП-метод (метод сухого ультразвука). Также были рассмотрены магнитный метод поперечного TFI и продольного MFL намагничивания для выявления трещин разной ориентации и ультразвуковой СД-метод.

Библиографический список

1. Годовой отчет о деятельности федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в 2016 году [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/Годовой%20отчет%20за%202016%20год%203.pdf (дата обращения 31.10.2017).
2. Ангалев, А. М. Комплексный подход к решению проблемы коррозионного растрескивания под напряжением на трубопроводах компрессорных станций ОАО "Газпром" / А. М. Ангалев, Д. С. Бутусов, А. В. Топилин // Территория Нефтегаз – 2015. – № 4. – С. 52-60.
3. Ефимов, А. Г. Применение вихретоковой дефектоскопии и магнитной структуроскопии при комплексном контроле магистральных трубопроводов / А. Г. Ефимов, А. Е. Шубочкин // Экспозиция Нефть Газ – 2015. – № 3. – С. 61-64.

4. Козырев, Н. Б. Об особенностях обнаружения стресс-коррозионных повреждений магистральных газопроводов / Н.Б. Козырев // Экспозиция Нефть Газ. – 2014. – № 4. – С. 96-98.

Научный руководитель – Назарова М. Н., канд. техн. наук, доцент

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ВИХРЕТОКОВЫХ ДЕФЕКТОСКОПОВ ДЛЯ ДИАГНОСТИКИ ТРУБОПРОВОДОВ

Савельева Н. Н.
Филиал в г. Нижневартовске

Длительная эксплуатация трубопроводов в нашей стране приводит к коррозионному разрушению, разрушению изоляции, рост локальной и общей коррозии, появлению и разрастанию трещин. По мониторингу выполненному ООО «Газпром ВНИИГАЗ» выявлено повышение отказов технологических трубопроводов с увеличением сроков эксплуатации [1].

С начала 2000 годов на всех трубопроводах Газпрома были обследованы километры трубопроводов, а затем проведен ремонт. Причем первоначально в 2000 годах приходилось снимать старое защитное покрытие и затем выполнять диагностику. На сегодняшний день можно выполнять мониторинг методами неразрушающего контроля без снятия слоя нароста и защитного покрытия, что существенно удешевляет процесс диагностики и уменьшает время на ее проведение.

Например, в 2004 году конструкторы ООО «Экспертиза» совместно с коллективом Института физики металлов УрО РАН (ИФМ) разработала вихретоковые дефектоскопы следующих видов – портативные дефектоскопы, толщиномеры защитных покрытий и сканер-дефектоскопы. Все приборы созданы для полевой диагностики, учитывают специфику повреждений коррозионного растрескивания и определяют линейные размеры трещин.

Следующим этапом стало создание наружных сканеро-дефектоскопов. Было представлено сразу несколько моделей сканеров для наружной поверхности. Несмотря на это широкого применения они не нашли, так как стоимость оборудования было высоким, а обеспечить высокую достоверность измерений оно не могло.

Поэтому трубопроводы диагностировали в основном приборами внутритрубной диагностики, что являлось трудоемким и дорогостоящим процессом. Причем, несмотря на обследование 100% поверхности трубы количество ремонтных работ по трещинам, которые образованы по механизму коррозионного растрескивания под напряжением, растет с каждым годом на 5-10%.

В ответ на эту тенденцию в 2013 году ОАО «Газпром» выпустил инструкцию по оценке повреждений труб и соединительных деталей, который регламентировал выполнять вихретоковый контроль в объеме не менее 3 % от площади поверхности каждой трубы и соединительных деталей трубопроводов для выявления коррозионных дефектов, а также определения их геометрических размеров [2]. Также при обнаружении дефектов необходимо провести диагностику близлежащих труб в обоих направлениях и дальнейшие исследования проводить в заводских или базовых условиях.

Спустя несколько лет диагностики был сделан вывод, что не все повреждения образованные по механизму коррозионного растрескивания под напряжением приводят к авариям. Стало известно, что небольшие повреждения около 0.5 – 1 мм находясь без напряжения, могут перейти в состояние общей коррозии без возникновения аварии.

Для выявления коррозионных трещин глубиной свыше 1мм было спроектирован высокопроизводительный портативный дефектоскоп ДНШ-24 представленный на рисунке 1. Дефектоскоп это автоматизированное устройство с 24 датчиками. При осуществлении диагностики он устанавливается на рабочую поверхность трубы и примагничивается.



Рисунок 1. Вихретоковый дефектоскоп ДНШ-24

Данный дефектоскоп прошел успешную апробацию в ООО «Газпром трансгаз Югорск». Также испытания показали, что данный аппарат может применяться для оперативного выявления коррозионных дефектов через слой защитного покрытия. Причем отбраковка труб может происходить, как в полевых условиях, так и в заводских условиях

Библиографический список

1. Савельева, Н. Н. Модернизация системы подготовки нефти посредством применения концевых делителей фаз трубных / Н. Н. Савельева // Нефть и газ Западной Сибири : материалы международной научно-технической конференции. - Тюмень, 2017. - С. 239-243

2. Середенок, В. А. Стратегия планирования технического диагностирования и капитального ремонта технологических трубопроводов компрессорных станций ПАО «Газпром» / В. А. Середенок [и др.]. // Территория Нефтегаз. – 2015. - № 10 – С. 22-27.

3. Ремезов, А. Е. Повышение эффективности оценки дефектов труб магистральных газопроводов с учетом результатов стендовых испытаний сканеров-дефектоскопов : Приложение А [Текст] : дис. ... канд.техн.наук : 25.00.19 / А. Е. Ремезов – М., 2015. – 21с. : ил.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПОДХОД В ТЕХНИЧЕСКОМ ОБРАЗОВАНИИ

Федорина Т. П.¹, Бабюк Г. Ф.²

¹Нежинский агротехнический институт национального университета биоресурсов и природопользования Украины;

²Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

В педагогике термин «технология» появился в начале 1960-х гг. в трудах американский и английских ученых Дж. Кэррола, Б. Блума, Д. Брунера, Д. Хамлина, Г. Гейса, В. Коскарелли и др., а затем распространился практически во всех странах мира, в том числе и в России. Первыми примерами технологического подхода в образовании служат программированное обучение (США) и алгоритмизация обучения (Россия).

Составляющие технологически построенного педагогического процесса относятся с компонентами производственных процессов и в *системе обеспечения качества*: а) ориентация на конечный продукт, его заданные качества и свойства - выпускника; б) исходный субъект- абитуриент вуза; в) технологические процедуры карта, содержащие описание последовательности выполнения операций и их содержания в педагогическом процессе вуза; г) мониторинг вступительного промежуточного и итогового контроля сформированности компетентностей у выпускника; д) осуществление корректирующих воздействий на результат педагогического процесса вуза; е) осуществление обратной связи, обеспечивающей коррекцию методов и средств образования.

Теоретическую основу технологического подхода к образованию составляют: понятие педагогической технологии; общая теория проектирования педагогической технологии и закономерностей ее функционирования; *систематизация и классификация существующих педагогических технологий* (В.П. Беспалько, М.В.Кларин, Г.К. Селевко, В.И. Загвязинский, В.М.Монахов и др.); *технологии проектирования технологий* (В.М. Монахов, О.Б.Епишева, В.Г.Иванов, И.И.Ильясов, Н.А. Галатенко, Н.Н. Суртаева, В.Е. Радионов, В.И. Слободчиков и др.); *технологизация психо-*

дидактических теории поэтапного формирования умственных действий (П.Я. Гальперин, Н.Ф. Талызина); *теории развивающего обучения* (Л.В. Занков, В.В. Давыдов, Д.Б. Эльконин); *педагогической теории коллективного обучения* (В.Б. Дьяченко); *лично – ориентированного обучения* (И.С. Якиманская, В.В. Сериков, Н.А. Алексеев); *гуманно–личностного обучения* – Ш.А. Амонашвили; *обучения на основе опорных сигналов* (Е.Н. Ильин, Б.Ф. Шаталов). К наиболее известным авторам современных педагогических технологий за рубежом относятся: Дж. Кэрролл, Б. Блум, Д. Брунер, Д. Хамблин, Г. Гейс, В. Коскарелли.

Толкования понятия «педагогическая технология» имеют четыре основания: *процессуальные* – системный способ построения педагогического процесса, включающего основные этапы и процедуры технологического процесса; *инструментальные* – включающие совокупность методов, приемов и средств обучения и воспитания; *личностные* – индивидуальное педагогическое мастерство проектирования целей и этапов деятельности обучаемых; *системные* – совокупность средств, методов, способов, содержания образования (адаптивная школа).

Принципы проектирования образовательных технологий сформулированы В.М. Монаховым – принцип согласованности, полноты, целевого единства, всеобщей профессиональной ориентации, системности знаний, приоритета общепредметных результатов обучения, комфортности, единства теории и практики [1], реализации дифференцированных целей образования направленных на формирование заданных компетенций для каждого специалиста–выпускника. По мнению В.М. Монахова, технология должна соответствовать следующим *критериям: концептуальности*, т.е. включающей философское, психологическое, дидактическое и социально-педагогическое обоснование достижения образовательных целей. *Системности* предполагающей логику образовательного процесса, взаимосвязь всех его частей выстраиваемых как целостностный процесс. *Управляемости* предполагающей возможность диагностического целеполагания, планирования, проектирования процесса обучения. Поэтапной диагностики, варьирования средствами и методами с целью коррекции результатов. Педагогическая технология должна быть *эффективной* по результатам, гарантировать достижение стандартов обучения. Таким образом, педагогическая технология предполагает реализацию идеи полной управляемости учебным процессом.

Основными признаками педагогической технологии служат: диагностирование – выявление проблем, целеполагание – постановка целей, экономичность – оптимизация педагогического процесса, алгоритмируемость – проектирование этапов, системность, структурированность, корректируемость – осуществление обратной связи в соответствии с целями, система контроля.

Для нашего исследования важно представлять педагогические технологии по компонентам дидактической системы (таблица 1)

Пример классификации педагогических технологий

Компонент дидактической системы обучения	Группы технологий	Примеры
Цели обучения	1) Представление целей обучения в действиях ученика; 2) Добавление специальных технологических целей	О.Б. Епишева, М.В. Кларин
Содержание обучения	1) Реконструирование на основе усовершенствования изучаемого материала; 2) Его представление в деятельностной форме	А.А. Вербицкий, В.В. Зайцев
Методы и формы организации учебной деятельности учащихся	1) Развивающее обучение, опирающееся на познавательный интерес, индивидуальный опыт и др. 2) Групповое обучение с разными формами организации учебных действий, для разных групп учащихся разного уровня. Коллективный способ обучения	Д.Б. Эльконин, И.Я. Якиманская, И.П. Иванов, Н.П. Гузик, В.К. Дьяченко, А.Г. Ривин, Н.Н.Суртаева
Формы учебного процесса	Природосообразные технологии – воспитания грамотности, саморазвития, индивидуализации обучения, педагогика сотрудничества	В.Д.Шадриков

В педагогике существует большое количество технологий, Г.К. Селевко анализирует около 50 [3,4]. Классификации педагогических технологий являются условными, поскольку их можно отнести к различным классам в зависимости от выбранных оснований [2]

В отдельную группу следует выделить профессионально – ориентированные технологии: технология контекстного обучения А.А. Вербицкого; технологии открытых систем интенсивного обучения Околева О.П.; технология обучения специальным дисциплинам Т.И. Шамовой; технология деятельностного подхода в системе профессионального образования О.Б. Епишевой. Эти технологии ориентированы на решение профессиональной практической подготовки студентов на практических и лабораторных занятиях с учетом мотивов, склонностей, развитие творческих способностей, создание условий для личного и профессионального самосовершенствования.

Анализ выше представленных технологий показывает многовариативность подходов к их пониманию, проектированию и реализации, что позволяет выбрать из них наиболее подходящие для реализации компетентностного подхода.

Типовые модели дидактических технологических процессов в педагогической технологии реализуются как в форме традиционных учебных занятий (лекции, семинары, практические занятия, лабораторные работы, самостоятельная работа, в том числе с электронными учебными пособиями, курсовое и дипломное проектирование, учебная и производственная практика, мастер-класс, консультации), так и инновационных («активные») методы, средства и формы обучения, проблемные лекции, семинары и проблемно-поисковая лабораторная работа, дискуссия, ситуационный практикум, использование компьютера, метод проектов, дидактическая и деловая игра, тренинг, самостоятельная и учебно-исследовательская деятельность и др.).

Выбор методов и средств обучения конкретной дисциплине в педагогической технологии (что в совокупности составляет, по выражению академика В.М. Монахова, «методический инструментарий учителя») определяется, с одной стороны, их возможностями в решении относительно новой педагогической задачи – создания в учебном процессе учебно-познавательных, учебно-развивающих, учебно-профессиональных и других ситуаций для формирования профессиональных компетенций и требующих решения соответствующих типов учебных и предметных задач. Под «педагогической ситуацией» в современной педагогике понимается описание определенных условий из жизни организации, группы или отдельных людей, ориентирующее обучающихся на формулирование проблемы и поиск вариантов ее решения. Создание и использование в учебном процессе педагогических ситуаций, ключевые особенности различных технологий представлены в таблице 2.

Таблица № 2

Сравнение технологии и методики обучения (примеры)

Технологии обучения	Ключевые особенности	Развиваемые характеристики методики обучения
Модульное обучение	Структурирование содержания учебного материала в целях его полного усвоения, сопровождаемое упражнениями и контролем усвоения	Специфическая организация учебного материала в сжатом и понятном для студентов виде
Проблемное обучение	Инициирование самостоятельного поиска обучаемым знаний через решение поставленной преподавателем проблемы	Изменение характера учебной деятельности учащихся с репродуктивного на поисковый
Полное Усвоение изучаемого материала	Разработка вариантов достижения учебных целей для учащихся разного уровня (на основе изменения условий обучения)	Внимание учащихся на анализ и фиксацию результатов обучения

Контекстное обучение	Интеграция различных видов деятельности обучаемых (учебной, научной, практической), осознание условий, максимально приближенных к реальным	Увеличение доли самостоятельной работы обучаемого (с практической и прикладной направленностью)
Имитационное обучение	Игровые и имитационные формы обучения	«Активные» методы обучения
Дистанционное обучение	Использование электронных образовательных ресурсов, опосредованная роль преподавателя и автономная роль обучаемого	Использование новых информационно-коммуникативных средств и технологий

Результаты анализа педагогических и методических исследований этой проблемы показывают, что в качестве методов создания таких ситуаций в профессиональном обучении могут использоваться активные методы обучения, дифференцированное обучение; дидактическая имитационная игра (в том числе деловая игра, метод проектов, диалог и дискуссия с приведением примеров и иллюстраций, метод мозгового штурма, пресс-конференция, игры-тренинги и др.); учебная экскурсия; учебный эксперимент; практические и лабораторные работы, исследовательские практикумы; формирование умений исследовательской деятельности, учебное проектирование и математическое моделирование; инновационные факультативные и элективные курсы по выбору; компьютерные и Интернет-технологии.

Кроме известных проблемных ситуаций, возможны такие *нестандартные ситуации*, как ситуация стимулирования, ситуация выбора, ситуация успеха, ситуации самооценки, ситуации общения и взаимопомощи, игровые ситуации, ситуации стимулирования и самостоятельности принятия решений и действий, ситуации освоения новых способов деятельности, тренинговые ситуации, ситуация выбора профессии и др.

Метод обучения через задачи очень важен для профессионального обучения. Во-первых, традиционно задачи являются носителем действий, адекватных содержанию обучения, и, следовательно, средством его усвоения; средством связи теории с практикой; способом организации и управления учебной деятельностью учащихся; во взаимодействии задачи и решающего ее человека (в задачной ситуации) и происходят изменения в его личности.

Во-вторых, этот метод отвечает как требованию Стратегии модернизации образования (усилению деятельностной составляющей обучения и представлению его содержания в деятельностной форме), так и требованию технологического подхода к обучению, представляющему содержание обучения в виде системы учебных задач, адекватных спроектированным целям обучения.

В качестве одного из методов создания педагогических ситуаций в процессе обучения используется и так называемое *наглядное моделирование*. Его психологической основой является то, что процесс восприятия в большой степени формализованного материала требует наличия в нем узловых, опорных характеристик для обеспечения адекватности восприятия.

Процедура *диагностики и оценки* сформированности компетентности обучаемых в педагогической технологии, с нормативной точки зрения, определяется Федеральными Государственными образовательными стандартами и образовательными программами, но их достаточно сложно использовать практически.

Кроме собственно технологического средства диагностики – *тестов* – используются и *традиционные* методы диагностики – устный опрос, контрольные работы и математические диктанты, индивидуальные задания, коллоквиумы, зачеты, наблюдение за учебной деятельностью учащихся, анкетирование и др. При этом несовпадение оценок станет поводом для выявления причин расхождений и подлинно педагогического оценивания, которое недоступно пока компьютеру. Совпадение же послужит гарантией объективности оценки и продемонстрирует валидность тестов. По результатам входной диагностики учащиеся условно делятся на *уровневые группы*, а спроектированные дифференцированные цели и учебные задания «приобретают» фамилии обучающихся этих групп. С точки зрения деятельностного подхода, основанием деления обучающихся на такие группы служит их умение (или неумение) выполнять соответствующие учебные действия по решению задач. По мере и в результате обучения состав групп меняется, т.к. его основная цель – на основе «стартовых» возможностей каждого повысить не только его уровень усвоения изучаемого материала, но и уровень развития и воспитания средствами учебной дисциплины, в конечном итоге – качества обучения, достигаемого на максимальном уровне его возможностей.

Другой вид процедуры оценки – *рейтинг* – шкала достижений обучаемого за определенный период (в том числе за занятие или за выполнение теста). Для ее проектирования за этот период необходимо выделить все характерные виды учебной деятельности обучающихся за этот период; каждый из них (или каждое задание для контроля) оценить определенным максимальным баллом (или границами минимального и максимального баллов), который соответствует уровню выполняемого вида деятельности или задания.

В рамках компетентностного подхода технология обучения технических (инженерных) направлений, у нас представлена следующим образом:

- 1) на основании выделяемых в ФГОС и методических исследованиях видов деятельности бакалавра (специалиста) и наборов соответствующих им компетенций соотнесли (перевели) виды деятельности в компетенции и

построили компетентностную модель выпускника, как цель и результат его подготовки;

2) проанализировали возможности преподаваемой дисциплины в формировании определенных компетенций модели;

3) сгруппировали выбранные компетенции по блокам: (а) профессиональные знания, б) профессиональные умения, в) профессионально важные качества личности и соотнесли их с целями подготовки: (а) знания, б) умения и навыки, способы владения в) развивающие и воспитательные цели);

4) для каждой цели спроектировали адекватные им предметные, учебные и производственные задачи, представили их в виде учебных заданий;

5) выбрали методический инструментарий включения учебных заданий в учебный процесс;

6) спроектировали этапы учебного процесса и диагностику достижения целей-компетенций;

7) проводили корректирующие мероприятия.

Библиографический список

1. Технология проектирования траектории профессионального становления будущего учителя / Монахов В. М. [и др.]. Педагогическая технология акад. В. М. Монахова. – Волгоград – Москва : Перемена, 1998. – 84 с.
2. Никитина, Н. Н. Основы профессионально-педагогической деятельности : учебное пособие для студ., учреждений сред. проф. образования / Н. Н. Никитина, О. М. Железнякова, М. А. Петухов. – Москва : Мастерство, 2002. - 288 с.
3. Селевко, Г. К. Опыт системного анализа современных педагогических систем / Селевко Г. К. // Школьные технологии . - 1996. - № 6. - С. 3-44.
4. Селевко, Г. К. Современные образовательные технологии: учебное пособие / Г. К. Селевко. - Москва : Народное образование, 1998. - 256 с.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОГНОЗНЫХ ЦЕН НА СПГ ДЛЯ БАЛТИЙСКОГО РЕГИОНА

Фёдоров А.¹, Фёдорова Н.²

¹ Имперский колледж Лондона (Imperial College London);

² Санкт-Петербургский горный университет

СПГ стал одним из главных составляющих элементов международной структуры энергопотребления. Благодаря растущей ресурсной базе и развитой технической и коммерческой инфраструктуре, он способен сыг-

рать значительную роль в долгосрочном решении энергетических задач, стоящими перед Балтийским регионом. Такая развивающаяся отрасль, как СПГ, с точки зрения технологического прогресса и инфраструктуры обладает огромным потенциалом в Балтийском регионе. В статье представлен и описан прогноз цены на СПГ для данного региона с помощью методики корреляционно – регрессионного анализа.

Прогнозирование является основной целью и задачей для анализа данных. Статистическое прогнозирование позволяет с высокой точностью прогнозировать практически все показатели. Анализ осуществляется на основе будущих значений временных рядов по настоящим и прошлым значениям. Однако, не существует единых методов прогнозирования, выбор метода прогнозирования заключается в его эффективности и зависит от многих условий и требуемого времени прогнозирования.

При исследовании отрасли сжиженного природного газа необходимо составить прогноз развития. Из-за динамичных и быстро меняющихся экономических условий, необходимо опираться на составленные прогнозы, не только для отдельных стран Балтийского региона, но и для всей национальной экономики региона, для достижения устойчивого социально-экономического развития, в целях формирования и достижения энергетической безопасности. В рыночной экономике цены на СПГ формируются в условиях несовершенной конкуренции при взаимодействии факторов: спроса, предложения, себестоимости, добычи, транспортировки и регазификации. В экономических исследованиях основным методом является прогноз изменения динамических рядов. В работе, анализируемым параметром является цена на сжиженный природный газ в Балтийском регионе. С помощью метода экстраполяции (который предполагает тенденцию изменения исследуемого показателя в динамике и перекладываются с определенной долей вероятности с прошлых периодов на будущие), рассматривается, насколько может измениться цена с течением времени. Однако, одного фактора времени недостаточно для полного и точного прогноза, поэтому с целью качественного и точного прогноза необходимо учитывать большое количество влияющих факторов.

При определении прогнозных цен на сжиженный природный газ формируется математическая зависимость, которая показывает в данной отрасли фактические тенденции динамики количественных ценовых показателей. Данная задача будет решаться с помощью методики корреляционно-регрессионного анализа. Построение модели осуществляется с программой обработки статистических данных «StatSoft Statistica». Программный продукт позволяет определить взаимосвязь и после обработки входных данных автоматически предлагает уравнение модели.

Первым этапом является необходимость определения перечня факторов, влияющих на формирования цены, для региона. Вторым этапом производится расчет сложной регрессии с помощью программы

«Statistica», далее модель оценивается на адекватность, затем - прогнозирование, которое представляет результаты расчетов графически.

На основании анализа научных источников, международных отчетов и собственных исследований, следует выделить основные факторы, которые влияют на цену СПГ долл. США/тыс. м³ – $Y_{\text{СПГ БР}}$:

- цена нефти марки Brent, долл. США/баррель – x_1 ;
- мировой спрос на СПГ в Балтийском регионе, млрд. м³, – x_2 ;
- курс валюты (евро по отношению к доллару). До 2015 года в регионе не было единой валюты, страны постепенно переходили на евро и доллар является валютой цены и валютой контракта, евро/долл. США – x_3 ;
- темпы роста экономики региона (среднее значение), % – x_4 .

Далее было произведено построение модели цены на сжиженный природный газ для Балтийского региона в программе «Statistica» на основании последовательности этапов моделирования.

Наблюдается сильная множественная корреляция между некоторыми из параметров, при едином включении всей совокупности отобранных факторов: x_1, x_2, x_3, x_4 в модель.

Высокая корреляция наблюдается между факторами x_2 и x_4 , где корреляция равна 0,7019 – это означает, что присутствует схожесть в данных показателях в общей динамике на 70 %, в соответствии с этим, совместное включение факторов в модель цены СПГ оказывает на цену на СПГ ($Y_{\text{СПГ БР}}$) искажающее воздействие. Значит, необходимо исключить один из данных показателей, остается показатель с наибольшей корреляцией с ценой на газ ($Y_{\text{СПГ БР}}$).

Исходя из вышеотмеченного, в анализе для оценки влияния факторов на цену на СПГ остаются: x_1, x_2, x_3 . Далее осуществляется проверка адекватности модели и расчет сложной регрессии.

На рисунке 1 представлена проверка ошибок в модели цены на СПГ для Балтийского региона по закону нормального распределения.

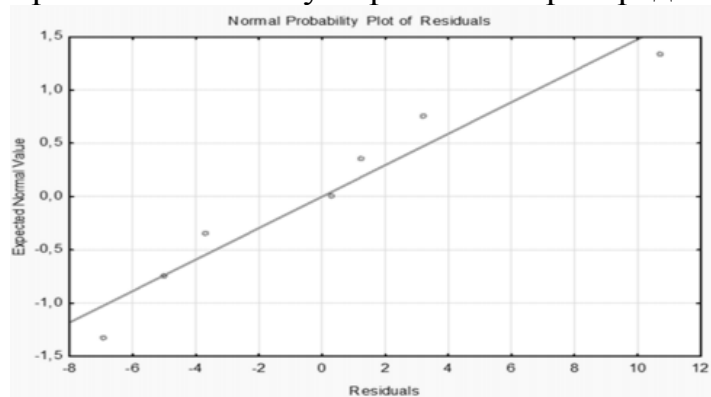


Рисунок 1. Проверка ошибок в модели цены на СПГ
(Источник: рассчитано автором)

Данный график показывает распределение ошибок – это статистический показатель, который всегда находится в моделировании. Данное рас-

пределение представляет правильность составления модели и ее адекватность, то есть способность отображать реальные данные. Если бы в модели не были учтены какие-либо важные факторы, на графике в распределении были бы явные выбросы ошибок (резкие изменения вверх, вниз, в стороны). На рисунке 2, в соответствии с законом нормального распределения, представлены средние значения исследуемых показателей. На графике данное распределение показывает, что для модели показатели отобраны правильно, их можно включать в модель.

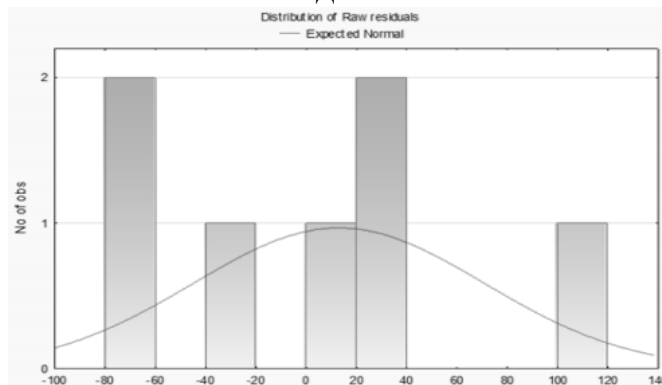


Рисунок 2. Проверка включения факторов в модель цены на сжиженный природный газ для Балтийского региона (Источник: рассчитано автором)

Проверка адекватности модели, а именно ее прогон в ретроспективе, показала совпадение значений модели с реальными результатами. Поэтому, можно с уверенностью говорить об использовании модели для составления прогнозов. Экономическая интерпретация параметров модели раскрывает ее информативность и целесообразность использования в целях исследования проблем ценообразования в газовой отрасли.

В результате получена следующая прогнозная модель зависимости цены на СПГ для Балтийского региона от исследуемых параметров:

$$Y_{\text{СПГ БР}} = -416,5 + 8,56 \cdot x_1 + 4,15 \cdot x_2 + 2,38 \cdot x_3 \quad (1)$$

С учетом полученной зависимости (1), экономическую интерпретацию результатов моделирования отражает научно–практический интерес, что позволяет сделать выводы:

1. На цену СПГ и прочие факторы, не учтенные в модели, оказывает отрицательное влияние значение свободного члена уравнения (–416,5). Это означает, что при анализе более широкого перечня факторов динамика цены на СПГ будет снижаться;

2. Индексы показывают на сколько изменится $Y_{\text{СПГ}}$ исследуемый параметр при анализируемом каждом параметре модели, если изменяются влияющие на него факторы, то есть:

- при росте на 1 долл. США цены нефти (x_1) цена на СПГ для Балтийского региона вырастет на 8,56 долл. США/тыс. м³;
- при увеличении на 1 т мирового спроса на СПГ (x_2) цена на СПГ для региона вырастет на 4,15 долл. США/тыс. тыс. м³;

- при увеличении на 1 р. стоимости доллара США (x_3) цена на СПГ для Балтийского региона вырастет на 2,38 долл. США/ тыс. тыс. м³.

Далее необходимо составить прогноз цены на СПГ для региона, при знании информации о причинно-следственных связях между параметрами модели путем реализации зависимости (1). Полученные результаты прогнозных данных представлены на рисунке 3.

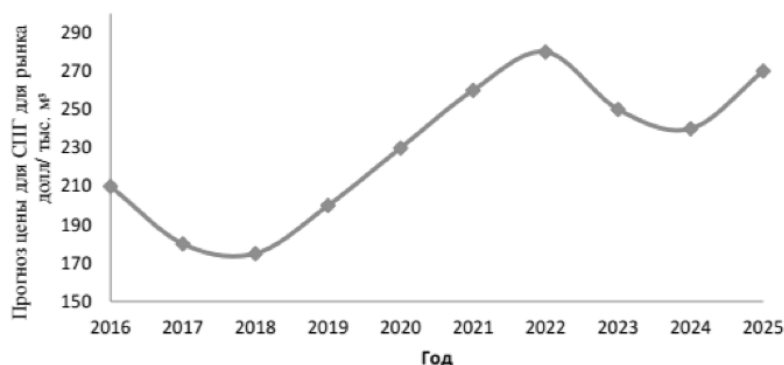


Рисунок 3. Динамика и прогноз цены на сжиженный природный газ для Балтийского региона (Источник: рассчитано автором)

Таким образом, проведенное моделирование цены на СПГ для Балтийского региона показало возрастающий тренд в прогнозной перспективе после 2019 года. Темп роста за рассмотренный период составил около 29%. Следует отметить, что первые три года цена на СПГ снижается главным образом в связи со снижением мировых цен на нефть в текущем периоде, поскольку снижение цен на газ всегда происходит с определенным временным лагом (по отношению к фактическим ценам на нефть), составляющим не менее 6 – 12 месяцев. Последующий прогнозный рост цены СПГ, вероятно, обусловлен ожидаемым повышением стоимости нефти и полным отказом от добычи и потребления сланцевого топлива. Вместе с тем, заметна явная просадка прогнозной цены СПГ в период 2023–2024 гг. Это может быть связано с освоением новых месторождений углеводородного топлива, строительством новых добывающих мощностей в период до 2030 года, что соответствует заявленным намерениям многих энергетических компаний. Развитие такого сценария вполне может быть оправдано предшествующим устойчивым возрастающим трендом цены СПГ и нефти, которые будут определены складывающейся конъюнктурой на энергетические ресурсы на мировом рынке, включая рынок Балтийского региона.

Сегодня страны Азии продолжают доминировать в качестве импортеров в мировой торговле СПГ, но и они, как и другие региональные рынки, со временем, несомненно, приступят к законодательному урегулированию рынков природного газа. Правительство стран Азии стремятся к расширению использования газа взамен угля и нефти, развивают эффективную политику стимулирования внутреннего спроса, строят газопроводы, терминалы СПГ и ПХГ, стремятся к созданию единой газовой инфраструк-

туре. На текущий момент в данном ключе ЕС проводит антимонопольную политику в части поставок газа, в последнем десятилетии претерпевшую значительные изменения с целью обеспечения устойчивого роста и диверсификации поставок газа в перспективе.

Несмотря на существующий рынок СПГ, разработка месторождений сланцевого газа в Северной Америке также нацелена главным образом на региональные рынки ЕС и Азии. Ряд североамериканских проектов по СПГ уже сегодня продвигается с целью удовлетворения растущего рыночного спроса в Европе и Азии. Последствия более теплых, чем обычно, зимних периодов в Европе и Азии в 2013 – 2014 гг., привели к замедлению роста спроса СПГ как в ЕС, так и в странах Азии. Резкий спад нефтяных цен в конце 2014 г. также способствовал установлению более низких цен на газ, что стало очень болезненным для всех ключевых стран-экспортеров углеводородов, и, несомненно, отразилось на проектах СПГ.

Библиографический список

1. Третий энергетический пакет от 13 июля 2009. - Режим доступа: <http://eurlex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:EN:PDF> (дата обращения 12.12.2018)
2. Фонд национальной энергетической безопасности «Энергосбережение и эффективное использование энергоресурсов». - Режим доступа: http://www.energystate.ru/catalog/files/Energoeffektivnost_3.pdf (дата обращения 15.10.2018)
3. Международное энергетическое агентство. - Режим доступа: http://www.iea.org/media/russian/IDR_RUSSIA_2014_RUS.pdf (дата обращения 12.12.2018)
4. Eurogas Statistical Report 2015. - Режим доступа: <http://www.eurogas.org/uploads/2016/flipbook/statistical-report-2015/mobile/index.html#p=10> (дата обращения 05.10.2016)
5. European Commission Economic Forecast 2015. - Режим доступа: http://europa.eu/rapid/press-release_MEX-16-1653_en.htm (дата обращения 05.10.2017)
6. LNG project database// The Independent Natural Gas Information Site. - Режим доступа: <http://natgas.info/gas-information/lng-project-database> (дата обращения 03.11.2017)
7. Skangas LNG terminals. - Режим доступа: <http://www.skangas.com/en/our-portfolio/terminals/pori-terminal/> (дата обращения 03.12.2017)
8. Booz and Company LNG European Report 2012. - Режим доступа: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20121123_lng_baltic_area_report.pdf (дата обращения 23.11.2017)

Научный руководитель – Martin J. Blunt, д-р физ. - мат. наук, профессор

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ В ГРП

Халдина Ю. А., Бабюк Г. Ф.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

В современных экономических условиях нефтегазовый комплекс страны продолжает динамично развиваться. Растут ключевые производственно-экономические показатели, увеличились объемы добытой нефти, а также экспорт нефти и газа. Повышение глубины и качества переработки позволило увеличить нефтегазовые запасы страны. Это прямой результат масштабной программы модернизации рынка нефтегазовой индустрии, поддержанной мерами экономического стимулирования, которые сегодня активно ведёт наше правительство. Вводятся в эксплуатацию новые месторождения нефти и газа, как классические месторождения, так и трудноизвлекаемые и нетрадиционные. Осваивается ресурсный потенциал альтернативных источников полезных ископаемых. Страна делает огромные ставки на ТРИЗ, сланцевую нефть и шельф.

Ханты-Мансийский автономный округа – Югра – один из стратегических регионов России, обеспечивающий энергетическую безопасность страны и являющийся крупнейшим нефтедобывающим районом государства и мира. В стратегических планах ХМАО самое пристальное внимание уделяется сокращению издержек, бережливому производству и росту эффективности, инновационному развитию, снижению зависимости от иностранных технологий, материалов и комплектующих, поиску новых рынков и партнеров.

Роль России в международной экономике с каждым годом становится все значительней. Однако после развала СССР, внутреннее состояние экономики оставляло желать лучшего. В связи с чем Россия мало что могла поставить на внешний рынок. Нынешнее правительство понимает это и активно старается принимать участие и помогать в создании предприятий малого и среднего бизнеса. Именно развитие внутренних мощностей приведет к производству новой продукции и услуг, созданию рабочих мест (а значит, и сокращение безработицы и социальной нестабильности), повысит конкуренцию на внутреннем и внешних рынках.

Введение санкций значительно затруднили развитие экономики страны, нанеся урон одной из самых ключевых доходных статьи бюджета, но при этом они же и дали толчок развитию предпринимательской деятельности.

По различным оценкам добыча нефти в России с 2002 года в среднем увеличивается на 2-2.7% ежегодно (RPI/Oxford).

Государство прогнозирует рост добычи, и независимые эксперты так же подтверждают эти показатели. Россия на протяжении многих лет борется за первенство в списке стран экспортеров и показывает отличные результаты.

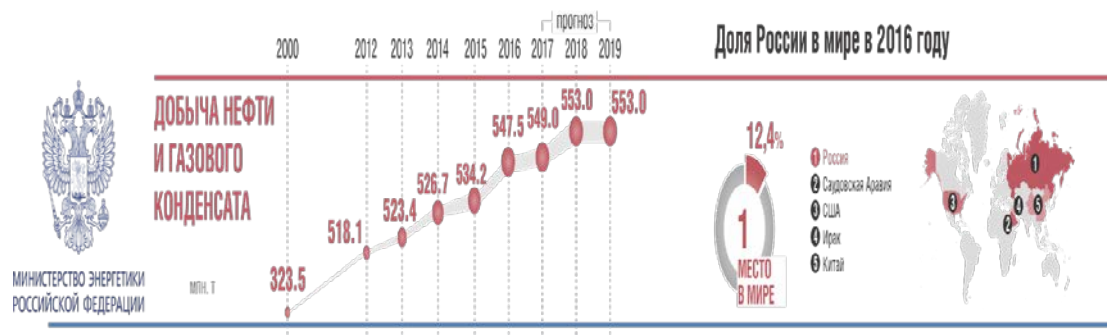


Рисунок 1. Динамика добычи нефти и газового конденсата в России

Но для того, чтобы оставаться в лидерах необходимо постоянное развитие технологий, повышение нефтеотдачи пластов.

Одним из методов интенсификации является ГРП. Метод является сравнительно недавним, в 1947 году было сделано первое ГРП в мире, целью увеличить добычу нефти. В 2000г. было произведено 2170 операций ГРП, а в 2016г. 15000 операций ГРП. Активно ГРП в России стали применять с 2009 года. С тех пор доля рынка ГРП в России с 2013 года в среднем растет на 15,5% ежегодно. При этом к 2025 году эксперты RPI прогнозируют, что объём рынка ГРП составит 133,1 млрд. рублей

Сервис ГРП является перспективным и экономически целесообразным методом повышения нефтеотдачи пласта. Спрос на эту услугу остается стабильным и постоянно растущим. На фоне этого роста и санкций, на рынке возник дефицит специализированной техники для проведения ГРП. Эта ситуация дала возможность и перспективы для создания малого предприятия, появившегося недавно в Нижневартовске, ООО «Эпик 380». Компания является заводом-производителем оборудования ГРП в России. Занимается сборкой и наладкой специализированного оборудования, используя импортные и отечественные узлы и компоненты, оказывает услуги по ремонту и техническому обслуживанию своих установок, а также уже существующих флотов ГРП в России, находящихся в собственности у крупных нефтяных и нефтесервисных компаний. Компания активно налаживает контакты с отечественными поставщиками, создает собственное производство компонентов с целью импортозамещения.

Эта задача очень актуальна, так как на настоящий момент времени покупка иностранного оборудования и техники в связи с введением санкций и понижением курса национальной валюты стало экономически нецелесообразной ввиду высокой стоимости. Кроме того, импортируемое оборудование проявляет в процессе эксплуатации ряд крупных недостатков: таких как отказы работы в жестких климатических условиях, непригодность к дорожному покрытию, трудности с передвижением и маневрированием на месторождениях, несинхронность работы программного оснащения.

Именно решением этих проблем и занимается ООО «ЭПИК 380», так как цель Компании - это производство оборудования, которое может обеспечить высокую производительность. Техника компании создается для отечественного заказчика и стран СНГ.

Производственная база ООО «Эпик 380» находится в п. г. т. Излучинск ХМАО. Данное предприятие завершило работы по производству техники по ГРП (см. таблицу 1). В таблице 2 приведены проекты и разработки на 2018-2019 гг.

Таблица № 1

Завершенные проекты ООО «ЭПИК 380»

№	Марка техники	Количество, ед.
1	Смесительная установка ГРП (блендер)	1
2	Станция контроля	1
3	Насосные установки ГРП различной мощности	6
4	Гидратационная установка	1

Таблица № 2

Планируемые проекты и разработки ООО «ЭПИК 380» на 2018-2019 гг.

№	Марка техники	Количество, ед.
1	Гидратационные установки (сухой и жидкий гель)	3
2	Установки подачи жидкой химии	3
3	Манифольды	3
4	Установки для хранения и перевозки проппанта (120 тонн)	3
5	Установки нагрева технической жидкости (АДПМ)	4

Продукция компании была реализована на территории РФ (Шлюмберже, ООО «Ньютех Велл Сервис») и ближнего зарубежья (Казахстан - ТОО «Жигермунайсервис»).

Подводя итоги, хотелось бы еще раз подчеркнуть, что процесс импортозамещения в России имеет хорошие перспективы. Связано это с большим количеством причин. Во-первых, у российских предприятий есть доступ к нужному сырью, природным ресурсам. Ведь Россия славится своими территориями и большими запасами природных ресурсов. Во-вторых, издержки производства при открытии производства в РФ во многих случаях будут меньше, чем за рубежом, собственно, за счет дешевизны некоторых природных ресурсов. В-третьих, у России есть заметный технологический потенциал. Из этого всего следует, что России можно и нужно обрести независимость, стимулируя процесс производства своего нефтегазового оборудования.

Библиографический список

1. Перегородиева, Л. Н. Стратегия импортозамещения в России / Л. Н. Перегородиева // Экономика. - 2012. - №1.

2. Трофимов, Г. В. Механизмы импортозамещения на уровне отраслей / Г.В. Трофимов. – Москва : 2002.
3. Гельбрас, В. М. Импортозамещение и экспортная ориентация экономики / В. М. Гельбрас. – Москва : МЭ и МО. - 2013. - 198 с.
4. Ключков, В. В. Развитие российской наукоемкой промышленности в условиях обострения глобальных противоречий : проблемы и антикризисная политика / В. В. Ключков // Друкеровский вестник. - 2015. - № 1. - С. 5 –17.
5. Инвестиционный форум «Россия зовет!» - 2014. Импортозамещение в различных отраслях // РИА Новости. - URL: <http://ria.ru/ec0n0my/20i4i002/i0266i93i5.html>

ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ ГАЗА, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Хамитов С. И.

БПОУ ОО «Омский строительный колледж»

Аннотация. При монтаже и эксплуатации систем газоснабжения необходимо учитывать технические характеристики современных трубопроводов из разных материалов. Каждый вид трубопровода обладает рядом положительных сторон, но вместе с тем имеет свои слабые стороны.

Природный газ – один из наиболее высокоэкономичных источников топливно-энергетических ресурсов. Он обладает высокой естественной производительностью труда, поэтому широко используется во многих отраслях народного хозяйства. Благоприятные естественные предпосылки природного газа и высокий уровень научно-технического прогресса в его транспортировке во многом обеспечивает ускоренное развитие газодобывающей промышленности.

Однако наряду с полезными свойствами газ, как горючее вещество представляет определенную опасность: он взрыво- и пожароопасен, в нем содержатся токсические вещества – сероводород, оксид углерода. При монтаже и эксплуатации систем газоснабжения необходимо учитывать эти особенности газа: не допускать утечки его в помещении и образования взрывоопасных концентраций, обеспечить полное сгорание газа и отвод продуктов сгорания.

Добыть газ — это только половина дела. Его нужно еще доставить потребителям. Магистральные газопроводы, которые пересекают нашу страну во всех направлениях, образуют Единую систему газоснабжения России. Это промышленный объект, система хранилищ, газоперекачивающих станций и система транспортировки природного газа. Трубопроводная система

включает в себя трубы различной длины и диаметров, отводы стальные, запорную арматуру и другие составляющие элементы [1]. Все трубы отличаются между собой материалом изготовления и функциональностью. В связи с этим, *актуальность работы* заключается в необходимости более осознанной проработки материала о технических характеристиках современных трубопроводов из разных материалов перед изучением профессиональных модулей в рамках осваиваемой специальности. *Цель данной работы* – проанализировать технические характеристики трубопроводов из разных материалов, применяемых в Омской области. Для этого необходимо изучить соответствующую литературу, аналитические, справочные материалы и нормативные документы по выбранной тематике; выполнить сравнительный анализ технических свойств трубопроводов из разных материалов. *Гипотеза исследования* основана на предположении о том, что если промышленность выпускает трубопроводы из разных материалов, то все они обладают универсальными свойствами для транспортировки газа.

Объект исследования: газовая трубопроводная система. *Предмет исследования:* трубопроводы для газа из разных материалов. *Методы исследования:* - изучение и анализ различных источников; - определение расчетных значений; - анализ полученных данных. При выполнении работы использовались материалы строительно-монтажных организаций, а также документы фирм-производителей, коммерческих фирм, аналитические и справочные материалы, имеющиеся в свободном доступе.

Данное исследование ориентировано на развитие общих и профессиональных компетенций в соответствии с ФГОС специальности СПО 08.02.08 Монтаж и эксплуатация оборудования и систем газоснабжения [4]. Практическая значимость исследования состоит в том, что рассмотрение сравнительных характеристик трубопроводов позволяет студентам колледжа развивать интерес к выбранной специальности, расширять свой профессиональный кругозор, понимать особенности монтажа и эксплуатации систем газоснабжения, а также анализировать и прогнозировать развитие газовой отрасли Омского региона.

Основная классификация газопроводов

Категория газопровода, зависящая от величины давления газа, является одним из важнейших критериев, которые оказывают существенное влияние на выбор материала труб. Помимо категории газопровода и величины давления, немаловажное влияние на выбор труб оказывают особенности их прокладки и условия эксплуатации — внешняя или внутренняя укладка, наземная или подземная. Если они будут укладываться в землю, то придется считаться с такими факторами, как глубина промерзания, плотность и толщина слоя грунта, вероятность коррозионных процессов, присутствие блуждающих токов.

Основные требования к системе транспортировки газа состоят в их пожарной безопасности, которая достигается полной герметизацией сты-

ковых соединений. Раньше для устройства сети применялись исключительно стальные изделия. Сегодня, наряду со стальными трубами, при создании и обустройстве газопроводов весьма активно используются промышленные изделия из меди и полиэтилен [2].

Характеристика и использование стальных труб

Для изготовления стальных труб используется низкоуглеродистая сталь. Главные параметры труб — толщина стальной стенки и диаметр, которые определяются расчетным путем и зависят от объема прокачиваемого газа и давления в системе. Помимо способа укладки газопровода, на диаметр и толщину стенок стальных изделий могут оказывать влияние сейсмические и климатические особенности территории, на которой осуществляется строительство. Избежать преждевременного старения труб в результате коррозии можно, если после монтажа трубопровода их поверхность обработать масляной краской. Чем больше ее слоев будет нанесено, тем эффективнее окажется защита стали. Такие изделия могут легко соединяться пайкой, а также допускается резьбовое соединение при помощи фитингов.

Стальные изделия в силу своих физических качеств характеризуются высокой прочностью, а качественно выполненные сварочные работы обеспечивают надежность и герметичность шва. Их можно считать универсальными благодаря возможности выполнения наземной и подземной укладки. Они также подходят как для внутреннего, так и для наружного использования.

Наряду с положительными сторонами, есть еще и целый ряд недостатков стальных газопроводов: сложность выполнения монтажных работ; низкая коррозионная стойкость; склонность к образованию конденсата, особенно активно проявляющаяся в легких трубах; высокая масса; дороговизна; плохая гибкость.

Характеристика и использование полиэтиленовых труб

На сегодняшний день качество полиэтиленовых труб дает возможность устраивать надежные подземные газопроводы, срок службы которых достигает 80-90 лет. Чаще всего сеть из полиэтиленовых материалов устраивают для подведения линии к частным домам. Положительные качества полиэтиленовых труб: хорошая коррозионная стойкость, возможность выдерживать воздействие химически агрессивных соединений; высокая прочность; стойкость к механическому воздействию; отличная пропускная способность, обеспечиваемая отсутствием шероховатостей. Сварка ПЭТ не требует наличия тяжелого газо- и электросварочного оборудования, как при монтаже стального газопровода. Кроме этого трубы из полиэтилена легко гнутся, что позволяет обходить препятствие, возникающие на пути газопровода. Полиэтиленовые трубы довольно активно используются для газопроводов. Это обусловлено рядом положительных качеств. Но при нагреве полиэтилена до 80 градусов происходит его деформация с

последующим разрушением. Не рекомендуется использование полиэтиловых труб для создания наземных газопроводов, так как материал быстро разрушается под воздействием ультрафиолета. Если же принято решение об устройстве наземного трубопровода, то трубы нужно покрыть специальным защитным полимерным составом.

Характеристика и использование медных труб

Медь — довольно дорогой материал, однако, его применение оправдывается простотой проведения монтажных работ и возможностью создавать линии сложной конфигурации. Изделия из меди обладают следующими позитивными качествами: высокая пластичность, благодаря чему реализуется возможность прокладки линий сложной конфигурации; простота и легкость ведения монтажных работ, изделие легко режется, соединение труб осуществляется путем применения пресс-фитингов или пайкой; привлекательный внешний вид; долговечность; стойкость к повреждениям механического характера и противостояние воздействию химически активных соединений. Есть у медных труб и свои слабые стороны, главная из которых состоит в высокой теплопроводности, что способствует образованию конденсата. Их прочность куда ниже, чем стальных, а цена при этом гораздо выше.

Характеристика и использование металлопластиковых труб

Это не самый популярный вариант, но, тем не менее, встречающийся. Такими трубами можно создавать только газопровод внутри квартиры, подключать приборы газопотребления. С помощью фитингов можно сделать соединение со стальными и полиэтиленовыми трубами.

Металлопластиковая труба – это многослойная конструкция. Внешний и внутренний слой – это пластик, между ними находится тонкий слой алюминия. Благодаря подобной конструкции обеспечиваются многочисленные преимущества: несложный монтаж; гибкость, обойтись можно будет минимальным количеством фитингов; хорошая герметичность; невысокая цена.

Таблица № 1

Сравнительная характеристика трубопроводов по монтажу трубопроводов

Виды трубопровода	Особенность соединения труб	Достоинства монтажа	Недостатки монтажа
Стальные	сварное соединение. допускается резьбовое соединение при помощи фитингов для тонкостенных труб	- высокая прочность трубопроводов; - надежность и герметичность сварных швов	- трудоемкий монтаж; - наличие резьбовых соединений и необходимость применения тяжелого электро- и газосварочного оборудования
Полиэтиленовые	разогрев до достижения вяз-	- быстрый монтаж труб при помощи высокой t;	требуется разогрев до высокой темпера-

	кой консистенции, которая позволяет спокойно соединить две трубы в одну	- отличное качество соединения; - простота производства монтажных работ	туры при соединении труб
Медные	монтаж осуществляется с помощью пресс-фитингов или пайкой	- возможность прокладки линий сложной конфигурации - простота и легкость ведения монтажных работ	высокая теплопроводность способствует образованию конденсата
Металлопластиковые	монтаж осуществляется с помощью пресс-фитингов	возможность скрытого монтажа	для проведения трубопровода необходимо небольшое количество соединительных элементов

Представленные данные показывают, что меньшими временными затратами при монтаже обладают все трубопроводы, кроме стальных, но вместе с тем, стальные трубопроводы обладают высокими прочностными показателями, герметичностью и надежностью сварных швов. Каждый из данных видов трубопроводов имеет свои особенности эксплуатации. Полиэтиленовые трубопроводы не используются при монтаже внутри зданий, а трубопроводы из металлопластика и медные не используются при выполнении прокладки наружных трубопроводов. Универсальным видом - являются стальные трубопроводы [3].

Сравнительная характеристика сроков эксплуатации труб из разных материалов

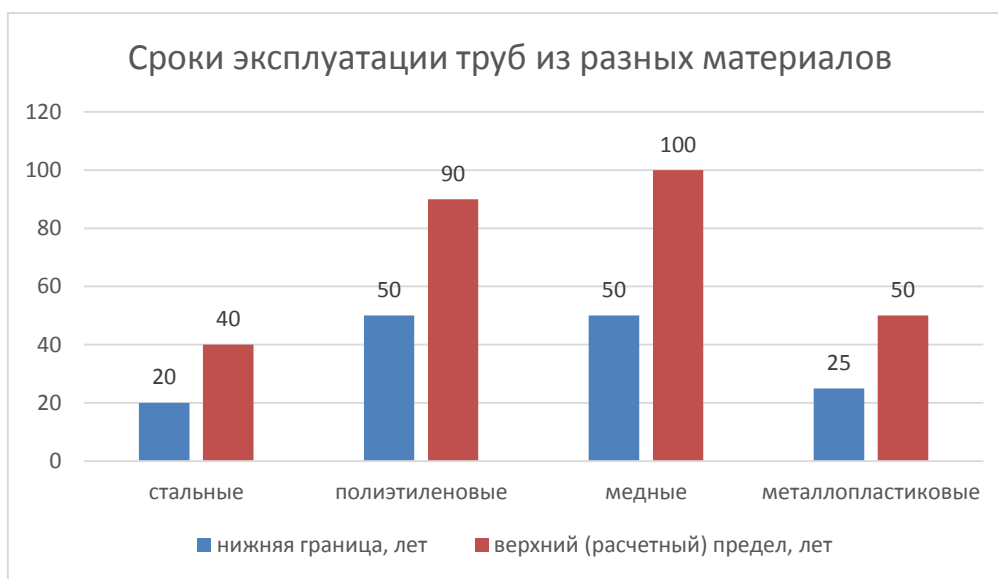


Рисунок № 1. Диаграмма сроков эксплуатации труб из разных материалов, лет

Самым низким эксплуатационным периодом обладают стальные и металлопластиковые трубопроводы, а наиболее долговременным – полиэтиленовые и медные (рис.1) [5].

Стоимость монтажных работ зависит от количества соединительных элементов по длине трубопровода и количества стыковочных швов, поэтому стоимость монтажа полиэтиленовых и металлопластиковых трубопроводов будет выше. Из проведенных расчетов видно, что самым большим тепловым расширением обладают трубы из металлопластиковых труб, а самым низким тепловым расширением, примерно, в 2 раза, обладают стальные трубы [6].

Таблица № 2

Анализ характеристик трубопроводов из разных материалов

Виды трубопровода	Преимущества	Недостатки
Стальные	<ul style="list-style-type: none"> – высокая прочность; – универсальность (можно прокладывать надземным и подземным способом, внутри и снаружи помещений); – функционирование при широком диапазоне температур, способность выдерживать высокое давление; – относительно длительный срок эксплуатации около 40 лет. 	<ul style="list-style-type: none"> - сложность проведения монтажных работ; – высокая стоимость; – плохая гибкость; – склонность к коррозии и конденсату; – большой вес.
Полиэтиленовые	<ul style="list-style-type: none"> – небольшой вес; – быстрый и простой монтаж без использования сложного дорогостоящего оборудования; – прочность, пластичность и гибкость позволяют обходить возможные препятствия на пути газопровода; – возможность выдерживать давление до 1,2 МПа, могут использоваться практически на всех участках газопровода; – устойчивость к коррозии, к воздействию агрессивных веществ; – высокая пропускная способность; – меньшее количество соединений, за счет чего достигается целостность и надежность конструкции; – полимерные материалы не проводят блуждающий ток; – невысокая стоимость, в сравнении со стальными или медными аналогами; долговечность при соблюдении всех условий до 80-90 лет 	<ul style="list-style-type: none"> – полиэтиленовые трубы нельзя использовать при t ниже -45°C. При низких температурах эксплуатационные качества ухудшаются, а долговечность снижается; – не подходят для сейсмически активных районов; – давление более 1,2 МПа трубы из ПНД не выдержит; – чувствительность к ультрафиолетовым лучам (только для монтажа под землей); – из-за повышенного уровня горючести полиэтилена такие трубы не рекомендуют использовать в помещениях. – трубы из ПНД не подходят для прокладки газопровода в коллекторах и тоннелях; – при пересечении газопровода с автодорогами и прочими коммуникациями трубы необходимо прятать в металлический футляр

Медные	<ul style="list-style-type: none"> – привлекательный внешний вид, отлично впишутся в интерьер; – относительно простой монтаж, с помощью пресс-фитингов или пайкой. К тому же, медные трубы легко режутся; – пластичность, возможность создавать сеть сложной конфигурации; – достаточная механическая стойкость; – устойчивость к воздействию агрессивных веществ; долговечность до 100 лет. 	<ul style="list-style-type: none"> – высокая цена, небольшой ассортимент на рынке; – высокая теплопроводность, которая может привести к образованию конденсата. – прочность медных труб уступает стальным, но если речь идет о внутриквартирной разводке, то особых проблем это не доставляет
Металлопластиковые	<ul style="list-style-type: none"> – небольшой вес; – устойчивость к коррозии; нет необходимости окрашивать трубы; – продолжительный срок службы металлопластиковых труб до 20 лет; – гибкость, обойтись можно будет минимальным количеством фитингов; хорошая герметичность; – невысокая цена. 	<ul style="list-style-type: none"> – горючесть материала, поэтому трубопровод лучше установить в штробах стен или пола; при резком перепаде температуры возможно расслоение трубы по клеящим слоям; -неустойчивость к ультрафиолетовому излучению; – при нагреве выше +40⁰С теряется герметичность газопровода, как и при остывании до температуры -15⁰С.

Каждый из представленных трубопроводов обладает рядом положительных сторон, но вместе с тем имеет свои слабые стороны. Однозначного решения в пользу конкретного вида трубопроводов сделать нельзя, так как это регламентируется технологическими особенностями выполнения работ, взрывоопасностью транспортируемого газа, качества монтируемой системы. Поэтому, выбор зависит от желания заказчика и от особенностей прокладки труб в конкретных условиях.

В настоящее время утверждена Региональная программа газификации Омской области на 2016-2020 годы. Одной из основных задач данной программы является обеспечение надежного газоснабжения в Омской области. Поэтому, развитию газовой отрасли в нашем регионе уделяется большое внимание, а подготовка квалифицированных специалистов по специальности «Монтаж и эксплуатация оборудования и систем газоснабжения» востребована на Омском рынке труда [10].

В рамках темы исследования работа выполнена в полном объеме. Цель исследования достигнута поэтапным решением задач, поставленных в работе: проработана существующая литература, аналитические и справочные материалы и нормативные документы по выбранной тематике; сделан сравнительный анализ технических свойств трубопроводов из разных материалов; по результатам работы сделан вывод. В ходе сравнительного анализа, гипотеза исследования, выдвинутая в начале выполнения работы, опровергнута. На основе полученных результатов работы, тема исследования будет в дальнейшем продолжена при изучении профессиональных модулей.

Библиографический список

1. Брюханов, О. Н. Основы эксплуатации и систем газоснабжения: учебник / О. Н. Брюханов, А. И. Плужников. - Москва : ИНФРА-М, 2014. - 256 с.
2. Кязимов, К. Г. Устройство и эксплуатация газового хозяйства: учебник для нач. проф. образования / К. Г. Кязимов, В. Е. Гусев. - 5-е изд., перераб. и доп. - Москва : Издательский центр «Академия», 2015. - 432 с.
3. Краснов, В. И. Монтаж газораспределительных систем: учебное пособие / В. И. Краснов. – Москва : ИНФРА-М, 2014. - 309 с.
4. ФГОС СПО по специальности 08.02.08 Монтаж и эксплуатация оборудования и систем газоснабжения (утв. приказом Мин. образования и науки РФ от 13.08.2014 г. N 1003).
5. СНиП 2.04.08-89* Газоснабжение [Текст]. – Москва : Главтехнормирование Минстроя России, 1995.- 34 с.
6. СП 62.13330.2011* Газораспределительные системы [Текст]. – Москва : Госстрой, 2014.- 32 с.
7. СНиП 42-01-2002 Газораспределительные системы [Текст]. – Москва : Госстрой, 2010.- 36 с.
8. Труба-спец. - Режим доступа: <http://trubaspec.com>
9. Газопроводы. - Режим доступа: <http://www.gazprom.ru>
10. Пульс цен. Омск. - Режим доступа: <http://omsk.pulscen.ru>

Научный руководитель - Кузеванова Л. В., преподаватель спецдисциплин

СЕКЦИЯ II
ГЕОЛОГИЯ И РАЗРАБОТКА
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ТЕХНОЛОГИЯ РАЗРАБОТКИ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЗОН (ВНЗ)
НА СЕВЕРО-ОРЕХОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Абрамов Н. В., Дягилев В. Ф., Беляев О. В.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

АННОТАЦИЯ

Проведен анализ обводнения скважин на Северо-Ореховском месторождении. Предложен метод создания перемычки (экрана) в приствольной части в интервале водоносного пласта, который может значительно увеличить безводный период работы скважины до подтягивания водяного конуса к интервалу перфорации. Также разработаны требования к цементному раствору при проектировании данного экрана.

ВВЕДЕНИЕ

Основными причинами обводнения добывающих скважин на Северо-Ореховском месторождении являются:

- некачественное разобщение нефтеводоносных пластов при бурении и перфорации;
- поступление воды из выше (ниже) залегающих пластов в процессе эксплуатации скважин в связи с изменением качества крепления скважины;
- бурение скважин в водонефтяных зонах (образование конусов обводнения).

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Анализ интервалов перфорации скважин месторождения показал полное вскрытие нефтенасыщенной толщины в 70 % перфорационных работ. Однако при разработке ВНЗ традиционным способом (частичное вскрытие нефтенасыщенной толщины) по мере отбора нефти, подошвенная вода из водонасыщенной части разреза вторгается в нефтенасыщенную часть, блокируя нефть этой зоны и обводняя продукцию скважины (рисунок 1а). При дальнейшей эксплуатации темп обводненности нарастает и увеличиваются затраты на единицу добытой продукции, эффективность разработки падает.

Создание перемычки (экрана) в приствольной части в интервале водоносного пласта может значительно увеличить безводный период работы скважины до подтягивания водяного конуса к интервалу перфорации (рисунок 1б, 1в).

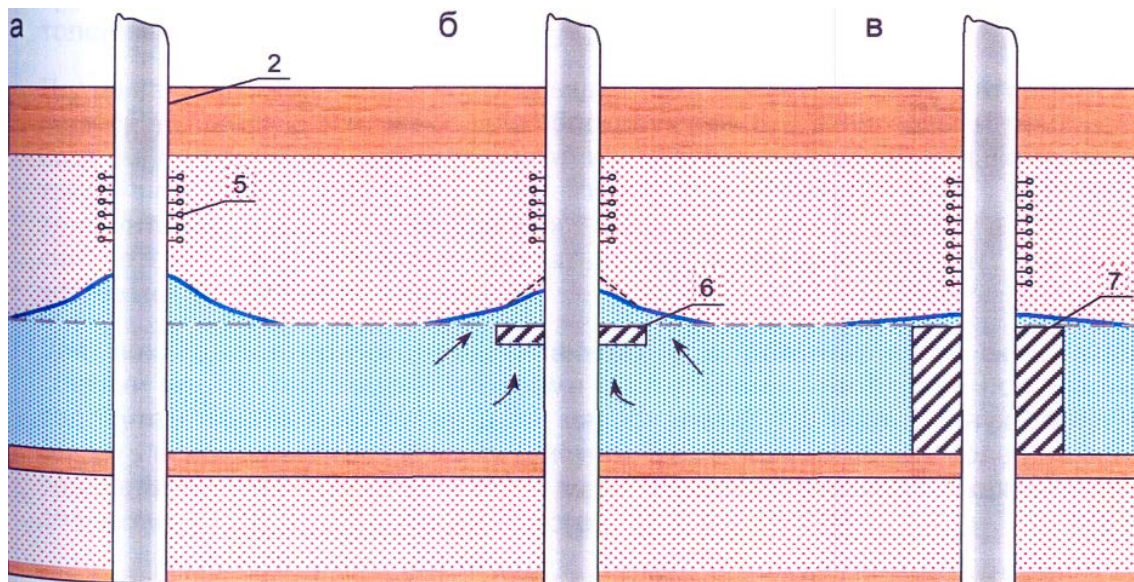
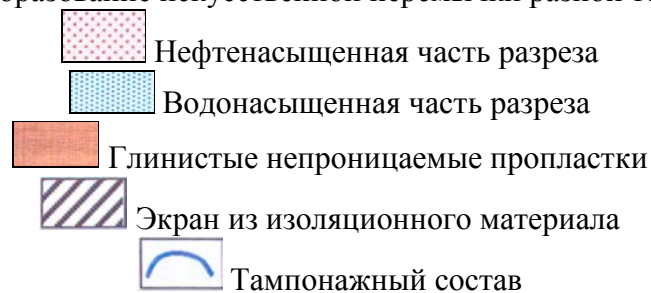


Рисунок 1. Схема нефтяного пласта с изоляцией воды подстилающей нефть экраном по всей водоносной толщине пласта

2 – ствол скважины; 5 – интервал перфорации;
6, 7 – образование искусственной перемычки разной толщины



Экран должен быть непроницаемым, причем закупоривание проницаемой породы в его пределах должно осуществляться как по крупным, так и по наиболее мелким каналам:

- в интервале изоляционных работ после кислотной обработки устанавливается цементный мост – изоляция более крупных каналов;
- после разбуривания цементного моста при наличии достаточной приемистости в этот же интервал закачивается затвердеваемый полимерный состав для обеспечения перекрытия самых мелких каналов.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Смысл этой технологии – создать плотное кольцо из полимера по всей матрице проницаемой породы.

Требования к цементному раствору должны быть повышены – необходимо избежать образования фильтрационной корки при контакте цементного раствора с проницаемой породой. Для этого необходимо, чтобы дисперсная фаза цементного раствора была хорошо диспергирована, то есть, снижен процент крупных частиц цемента в растворе. Это увеличит его проникающую способность, а, следовательно, обеспечит большую

надежность в получении прочного изоляционного кольца в пристенной части скважины.

Минимальная толщина экрана определяется из условия – один метр толщины экрана на каждые 15 атм депрессии в нефтенасыщенном пласте (РД 39-2-1217-84).

Необходимый расчет реагента ($V_{ЭК}$) определяется из условия его радиальной фильтрации по формуле:

$$V_{ЭК} \cong \pi \cdot m \cdot r_{ЭК}^2 \cdot h_{ЭК},$$

где: m – пористость;

$r_{ЭК}^2$ – радиус экрана, м;

$h_{ЭК}$ – толщина экрана, м.

По структурному строению различают следующие типы ВНЗ:

- Тип 1. Нефтенасыщенная и водонасыщенная часть разреза изотропны (монолитное строение);
- Тип 2. Нефтенасыщенная часть разреза расчленена, водонасыщенная – монолитна;
- Тип 3. Нефтенасыщенная часть разреза монолитна, водонасыщенная – расчленена;
- Тип 4. Расчленены как нефтенасыщенная, так и водонасыщенная части разреза.

Тип 2. Первоначально перфорируют нижний нефтенасыщенный интервал и на умеренных режимах обрабатывают его до предельной обводненности. Затем в нижнем нефтенасыщенном интервале дополнительно проводят внутрипластовую изоляцию и осуществляют дострел верхнего нефтенасыщенного интервала.

Тип 3. Расположение глинистого непроницаемого пропластка внутри водонасыщенной зоны пласта может быть любым. В частности, возможен случай, когда глинистый раздел совпадает с линией ВНК, т.е. ВНЗ неконтактная. Число разделов также может быть больше одного.

В случае неконтактной ВНЗ, при толщине непроницаемого раздела удовлетворяющей условиям РД 39-2-1217-84, изоляция подошвенных вод не производится.

При слоистом строении водонасыщенной части разреза, если число непроницаемых разделов больше одного, объем закачиваемого реагента ($V_{ЭК}$) определяется по формуле:

$$V_{ЭК} \cong \pi \cdot m \cdot r_{ЭК}^2 \cdot (h_{ЭК} - h_p),$$

где h_p – суммарная толщина непроницаемых разделов в толщине экрана, м.

Тип 4. Схема изоляционных работ аналогична схеме изоляции по типу 3. Обработку нефтенасыщенных толщин ведут снизу вверх до величины предельной обводненности. При достижении предельной обводнен-

ности производят внутрислоевую изоляцию обводнившегося интервала (рисунок 2).

По структурному строению ВНЗ пластов Северо-Ореховского месторождения относится к 4 типу, средняя расчлененность составляет 3.4.

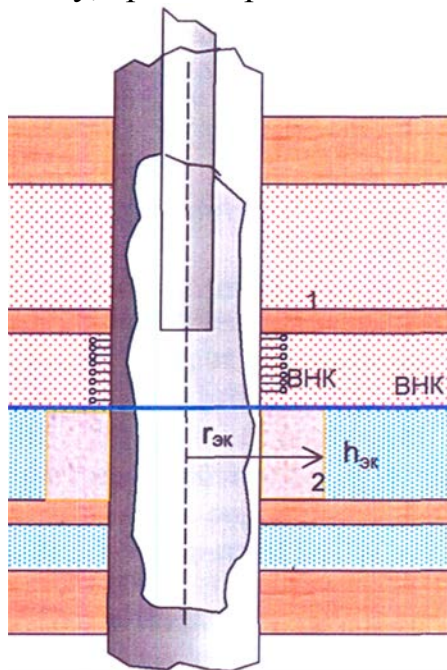


Рисунок 2. Схема изоляции и разработки ВНЗ (тип 4) при расчлененном строении нефтенасыщенной и водонасыщенной части разреза

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В добывающих скважинах с высоким процентом обводнения в последнее время широкое применение получила установка гелевых экранов, отсекающих подошвенные воды. Этот метод заключается в проведении спецперфорации в зоне водонефтяного контакта и создания путем закачки через этот интервал гелеобразующей композиции, протяженного водоизолирующего экрана, разделяющего водонасыщенную область от подошвенных вод или водоносного пласта. При необходимости выполняется перфорация в районе кровли пласта, и дальнейшая эксплуатация добывающей скважины осуществляется через новый перфорационный интервал, создаваемый выше гелевого экрана.

Гелеобразующие композиции могут быть использованы не только для ограничения водопритока в нефтегазодобывающие скважины, но и для интенсификации добычи нефти и газа в потокоотклоняющих технологиях.

Существует ряд других способов разработки водоплавающих залежей, позволяющих ограничить водоприток к скважинам.

Библиографический список

1. Ефимов, Н. К. Технологии ОВП в нефтяных скважинах и пути повышения эффективности РИР / Н. К. Ефимов // ИТНЖ «Инженерная практика». – 2011. - № 7. - С. 2-17.

2. Хавкин, А. Я. Физико-химические технологии повышения нефтеотдачи низкопроницаемых пластов / А. Я. Хавкин // Нефтяное хозяйство. – 1994. - № 8. – С. 31-34.
3. Левицкий, В. И. Изоляция обводненных интервалов продуктивного пласта АВ_{4.5} Самотлорского месторождения вязкоупругими системами / Левицкий, В. И., Левицкий В. И., Митрофанов А. Д. – Тюмень : ТюмГНГУ, 1998. - 89 с.
4. Регулирование реологических и фильтрационных свойств сшитых полимерных систем с целью повышения эффективности воздействия на пласт / А. Г. Телин [и др.]. // Вестник инженерингового центра. - 2002. - № 4. - С. 41-44.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ МЕТОДА ИНДУКЦИОННОГО НАГРЕВА СКВАЖИНЫ ПРИ БОРЬБЕ С АСПО

Авдеева В. С., Исхаков А. Р.

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Аннотация. Рассмотрены методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в скважине и предложена конструкция индукционного нагревателя для борьбы с этой проблемой.

В настоящее время одной из наиболее актуальных проблем при добыче нефти является выпадение асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО). Накопление этих отложений на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб (НКТ) приводит к снижению производительности скважин, сокращению межремонтного периода и снижению эффективности работы насосного оборудования.

Из-за многообразия условий разработки месторождений и различных характеристик добываемой нефти требуются индивидуальные подходы к решению проблемы АСПО. Уже многие годы применяются тепловые, химические, механические, физические методы борьбы с высокомолекулярными отложениями, а также используют гладкие покрытия.

Все методы борьбы с АСПО, безусловно, имеют преимущества, но у каждого из них есть свои недостатки. При химической обработке необходимо определять состав АСПО, подбирать химические реагенты, соблюдать точную дозировку реагента, регулировать дозировку относительно режимов скважины, предотвращать химическое воздействие на НКТ, тратить большие средства на приобретение дорогостоящих компонентов.

К недостаткам механического способа относятся: простой скважины во время обработки скребками и фрезами, предварительная подготовка поверхности труб, возможность застревания скребка, истончение НКТ, риск обрыва крепления скребка.

Гладких защитные покрытия из лаков, стекла и эмали на внутренней стенке НКТ подвергаются ударным, сжимающим, растягивающим, изгибающим и другим нагрузкам при добыче продукции и спускоподъемных операциях. Из-за хрупкости и отсутствия сцепления с металлом трубы стеклянное покрытие разрушается в процессе спуско-подъемных операций. Это может привести к образованию стеклянных пробок в НКТ и заклиниванию насосов.

Эффективность магнитного способа мала, отсутствуют стабильно и долго работающие в условиях скважины магниты. Реализация этого метода с технической точки зрения сложна.

В отличие от всех методов наиболее универсален тепловой метод, а именно индукционный прогрев колонны насосно-компрессорных труб.

Тепловые методы основаны на свойствах парафина плавиться при температурах выше 50°C и стекать с нагретой поверхности, освобождая ее [1]. Воздействие высокой температуры требует применения специального источника тепла, который может быть помещен непосредственно в зону отложений или вырабатывать теплосодержащий агент на устье скважины.

В результате анализа зарегистрированных на данный момент патентов по рассматриваемой тематике тепловых методов удаления АСПО с поверхности НКТ, сделан вывод, что все существующие способы требуют временной остановки скважин для проведения прогрева. В предлагаемой нами конструкции прогрев трубы предполагается осуществить без остановки скважины.

Предлагаемый метод индукционного прогрева можно объяснить следующим образом: индукционный кабель, который является проводником переменного тока, располагается около модели НКТ. В полости трубы возникают вихревые (индуктированные) токи, которые нагревают НКТ и движущуюся в ней жидкость [2]. Конструкция теплового нагревателя в данном случае включает обмотку, сердечник, которым служат насосно-компрессорные трубы (НКТ) и электроисточник.

Принцип работы установки нагрева нефти можно описать следующим образом: металлическую модель трубы помещают в переменное электромагнитное поле, и происходит нагрев металла. Модель установки индукционного нагрева (МУИН) предназначена для использования в лаборатории (рисунок 1).

В качестве сердечника используется модель НКТ (нагреваемый объект), выполненная из стали. Диаметр данной модели трубы равен 18 мм. Труба обмотана изолированным кабелем марки РКГМ 2,5. Данный кабель не является нагревающим элементом, а выполняет роль проводника переменного электрического тока и тем самым обеспечивает нагрев (передачу тепла) металлической трубе. Кабель подключен к индуктору МИНИ РС-15В небольшой мощности = 150 Вт, необходимой для проведения лабораторного эксперимента. В модели трубы происходит подъем жидкости (вы-

соковязкой нефти) с помощью насоса ЭЦН-25-12В. Расход жидкости через поперечное сечение модели НКТ составляет 16 л/ч.

Также в установке применяется блок питания с встроенным регулятором мощности. Регулируя мощность, можно изменять температуру нагрева трубы.

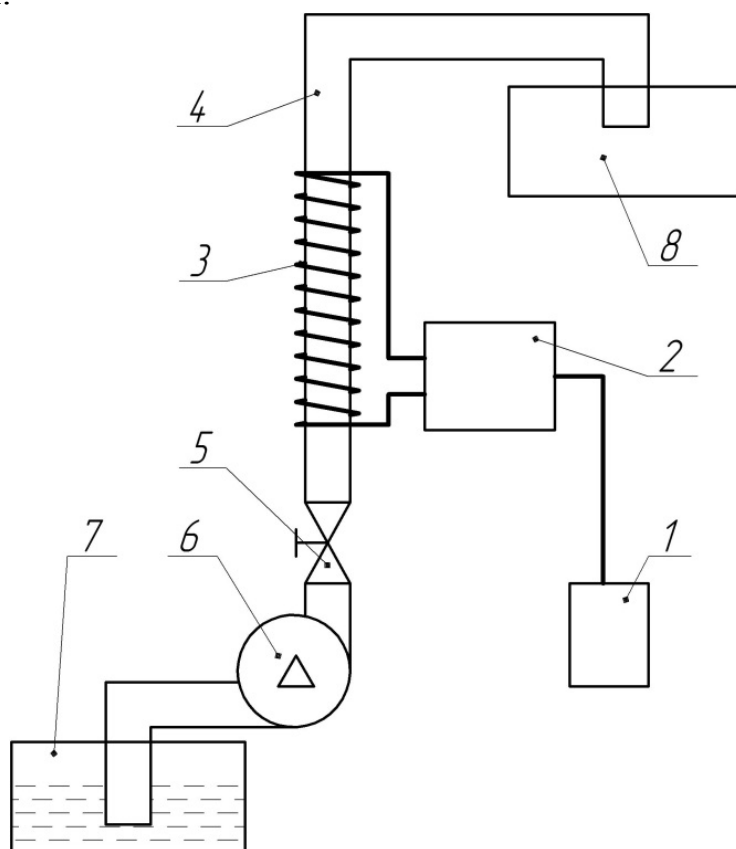


Рисунок 1. Схема экспериментальной установки индукционного нагревателя:
1 – блок питания с встроенным регулятором мощности; 2 – индуктор; 3 – кабель; 4 – модель стальной трубы; 5 – задвижка; 6 – насос; 7, 8 – емкости с нефтью

Для моделирования процесса подъема жидкости в скважине используется насос, с помощью которого нефть поднимается из емкости 7, проходит участок нагрева и попадает в емкость 8, откуда берется проба нефти для замера ее вязкости.

В ходе лабораторных испытаний предлагаемой конструкции были произведены замеры температуры модели трубы через каждые 30 секунд с помощью тепловизора Suntek HC550G. И при каждом фиксированном значении температуры замерялась вязкость нефти ротационным вискозиметром Брукфилд DV2TRV. Данные замеров занесены в таблицу 1.

Таблица № 1

Данные замеров по снижению вязкости нефти

t, сек	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300
T, °C	21,6	30,3	40,2	50	60,1	71	80,4	91	97,3	105	110
μ , мПа·с	54,8	43,6	32,3	26,2	20,8	15,9	12,6	9,8	8,9	8,1	7,9

На рисунке 2 можно проследить динамику снижения вязкости нефти.

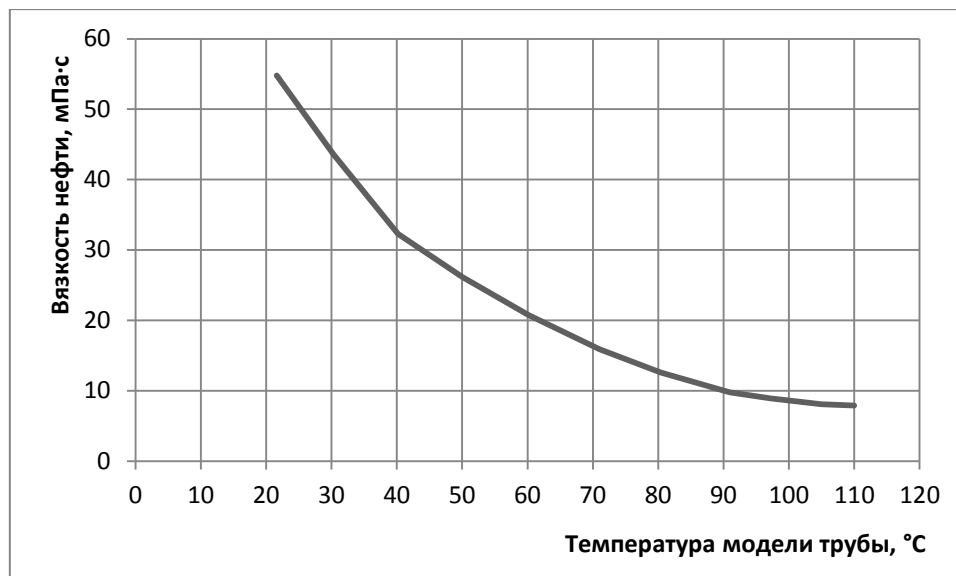


Рисунок 2. Динамика снижения вязкости при нагреве модели стальной трубы

Выводы:

1. В данной статье был описан метод индукционного нагрева модели трубы. Актуальность этого метода заключается в том, что обмотку можно устанавливать локально, т.е. на любом участке НКТ (если рассматривать реальную скважину). Таким образом, зная зоны выпадения АСПО, можно расположить обмотку ниже и предотвратить накопление отложений высокомолекулярных соединений на стенках насосно-компрессорных труб.

2. Использование данной МУИН позволило снизить вязкость нефти 54 мПа·с до 7,9 мПа·с. Это говорит о том, что данная установка подтвердила эффективность ее использования в лабораторных условиях и рекомендуется к использованию в скважинах с высоким содержанием асфальтосмолопарафиновых веществ.

Библиографический список

1. Персиянцев, М. Н. Добыча нефти в осложненных условиях / М. Н. Персиянцев. – Москва : ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000. - 653 с.
2. Слухоцкий, А. Е. Индукторы для индукционного нагрева / А. Е. Слухоцкий, С. Е. Рыскин. – Ленинград : Энергия, 1974. - 264 с.

Научный руководитель – Токарева Н. М., канд. техн. наук, доцент

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ЗА СЧЕТ УЧЕТА ТРЕЩИН

Аль-Кебси А. А. М. А.

Санкт – Петербургский государственный университет

Перед геологами и нефтяниками стоит задача освоить баженовскую свиту. В настоящей работе приводится анализ накопленного опыта работы с отложениями баженовской толщи с разработкой необходимых решений и дополнений к временному руководству по подсчету запасов баженовской свиты, поскольку на данный момент традиционные запасы во всем мире плавно истощаются и возникает необходимость в разработке и оптимизации новых методов оценки и прогнозирования нетрадиционных и трудноизвлекаемых запасов.

Баженовская свита является основным источником трудноизвлекаемых и нетрадиционных углеводородов в России. Согласно различным оценкам, баженовская свита предоставляет большой интерес нефтяным компаниям, так как в них сосредоточено около 150-500 млрд. т. геологических ресурсов нефти, и предварительно, можно оценить извлекаемые ресурсы нефти в районе 10-60 млрд. т., принимая КИН 0,15.

В научно-техническом журнале «Недропользование XXI век» опубликовали первую методику подсчета запасов нефти баженовской свиты, которая является и актуальной к настоящему времени методикой. В данной методике авторами предлагаются дополнения и учет некоторых факторов, которые в свою очередь, помогут в пути к совершенствованию данной методики. Одним из этих факторов является учет влияния системы естественных трещин.

В создании данной методики участвовал авторский коллектив под руководством директора НАЦ РН им. В. И. Шпильмана по поручению ФБУ «ГКЗ».

Целью работы является учёт влияния системы естественных трещин в новой временной методике подсчета запасов нефти баженовской свиты в целях ее дополнения и совершенствования.

Основной задачей данной работы является подбор оптимального подхода к учету системы трещин в баженовской свиты для совершенствования настоящей методики, а также предложение по объединению двух методик с последующем практическим применением.

1. Краткое сведение о геологических особенностях баженовской свиты

Баженовская свита (БС) в возрастном отношении располагается на границах юрских и меловых возрастных отложениях. По словам разных геологов, можно прийти к геологическому выводу о том, что невозможно дать баженовской свите точный возрастной период, т.к. она имеет плавно изменяющийся возраст. Стратиграфическая схема баженовского горизонта

по Ю.В. Брэдучану (1986 год) показана на рисунке 1, а геохронологическая шкала меловой и юрской систем Западной Сибири – на рисунке 2.

В составе битуминозных отложений баженовского горизонта в настоящее время выделяются баженовская, тутлеймская и мулымьинская свиты, а также средняя часть яновстанской свиты; все они отличаются по литологии и стратиграфическому объему [1].

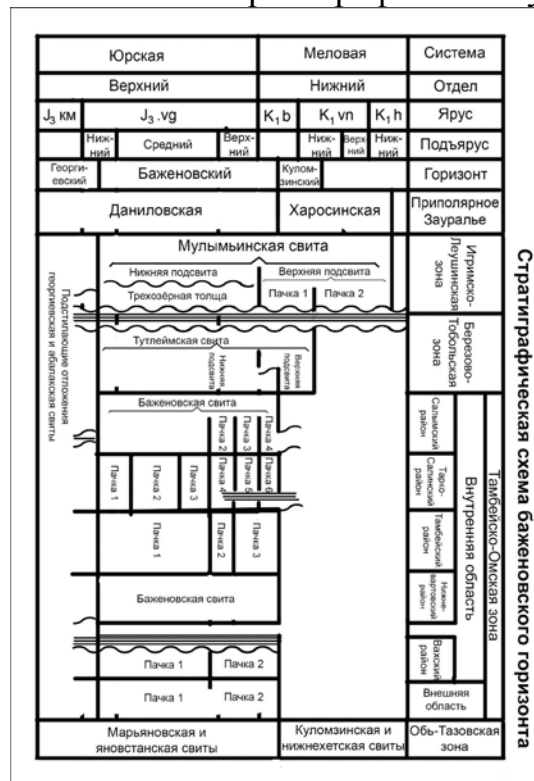


Рисунок 1. Стратиграфическая схема баженовского горизонта



Рисунок 2. Геохронологическая шкала меловой и юрской систем Западной Сибири

Баженовская и аналогичные ей свиты залегают в основании верхнеюрско-нижнемеловой глинистой толщи, являющейся региональной покрывкой юрского нефтегазоносного комплекса. Эта однородная покрывка сложена почти исключительно сероцветными глинистыми породами мегонской, куломзинской, фроловской, алясовской и других свит. Её толщина колеблется от 100—150 до 400—600 м.

2. Принципы подсчета запасов нефти залежей баженовской свиты в свете нового методического руководства

Выделение границ категорий запасов A, B₁, B₂, C₁ и C₂ происходит строго по указанной методике в руководстве. На рисунке 3 представлены различные ситуации выделения площади нефтеносности в зависимости от типа пробуренных скважин (вертикальные, субвертикальные, горизонтальные), методика мало отличается от общепринятой для выделения площади нефтеносности при подсчете запасов нефти объемным методом, но при этом носит специфический характер для выделения площади нефте-

ности сланцевых коллекторов, что делает данную методику особенной и уникальной для условий баженовской свиты.

Также в случае если по геолого-геофизическим, геохимическим или другим методам исследований можно выделить потенциально-продуктивные зоны (ППЗ), то их можно учитывать, и они могут ограничить границы категорий запасов [2].

Также показана схема списания запасов при неудачном результате испытания скважин, поскольку это считается крайне важным для коллекторов сланцевого типа.

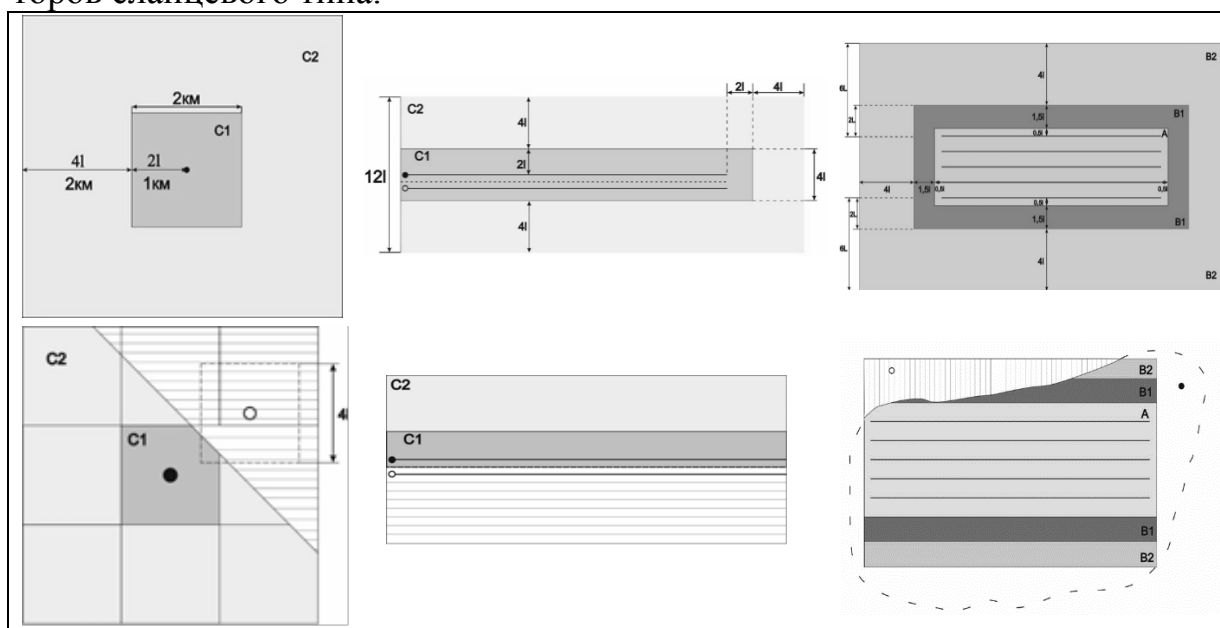


Рисунок 3. Схемы выделения границ всех категорий запасов нефти БС, их списание и границы ППЗ

На данный момент принимают 3 основных методов для оценки запасов нефти баженовской свиты:

1. Объемный метод;
2. Геохимический метод (пиролиз);
3. Метод материального баланса;

Объемный метод является контрольным в любом случае, и поэтому в рамках данной работы будем рассматривать данный метод.

Формула объёмного метода имеет следующий вид:

$$Q_n = F \cdot h_n \cdot K_n \cdot K_n \cdot \theta \cdot \rho, \quad (2.1)$$

где Q_n - геологические запасы нефти, тыс. т;

F - площадь нефтеносности, тыс. м²;

h_n - нефтенасыщенная толщина, м;

K_n - коэффициент общей пустотности, д.ед.;

K_n - коэффициент нефтенасыщенности, д.ед.;

θ - пересчетный коэффициент, д. ед.;

ρ - плотность нефти, т/м³.

Границы объекта подсчета запасов нефти определяются границами категорий $C_1 + C_2$ ($A + B_1 + B_2$), которые в свою очередь определяются расстоянием от скважин, давших приток нефти. Также могут выделяться потенциально продуктивные зоны (ППЗ).

Нефтенасыщенная толщина (h_n) определяется по карте продуктивных толщин как средневзвешенная по площади в пределах границ нефтеносности по каждой категории запасов отдельно.

Величина коэффициента пористости определяется по исследованиям керна и результатам интерпретации расширенного комплекса ГИС (ЯМК, БК, МКБ, ГК, НК, СГК, ПС, КВ, ВИКИЗ, АК, ГГК-П, МКЗ, ИК).

Пересчётный коэффициент и плотность нефти определяются лабораторно по собственным глубинным пробам, либо принимаются по аналогии.

Несмотря на то, что объемный метод в любом случае является контрольным, но в условиях баженовской свиты его применение требует внесения нескольких уточнений и дополнений, одним из которых является учет влияния системы трещин на величину начальных геологических запасов нефти баженовской свиты.

3. Практическое применение данной методики

С целью реализации новой методики и выявления ее недостатков был произведен подсчет начальных геологических запасов нефти пласта $Ю_0$ с выделением категории запасов C_1 по классификации запасов, действующей до 01.01.2016 г., и по временному руководству по подсчету запасов коллекторов сланцевого типа. На рисунке 4 приведено геометрическое изображение определения площади нефтеносности пласта $Ю_0$.

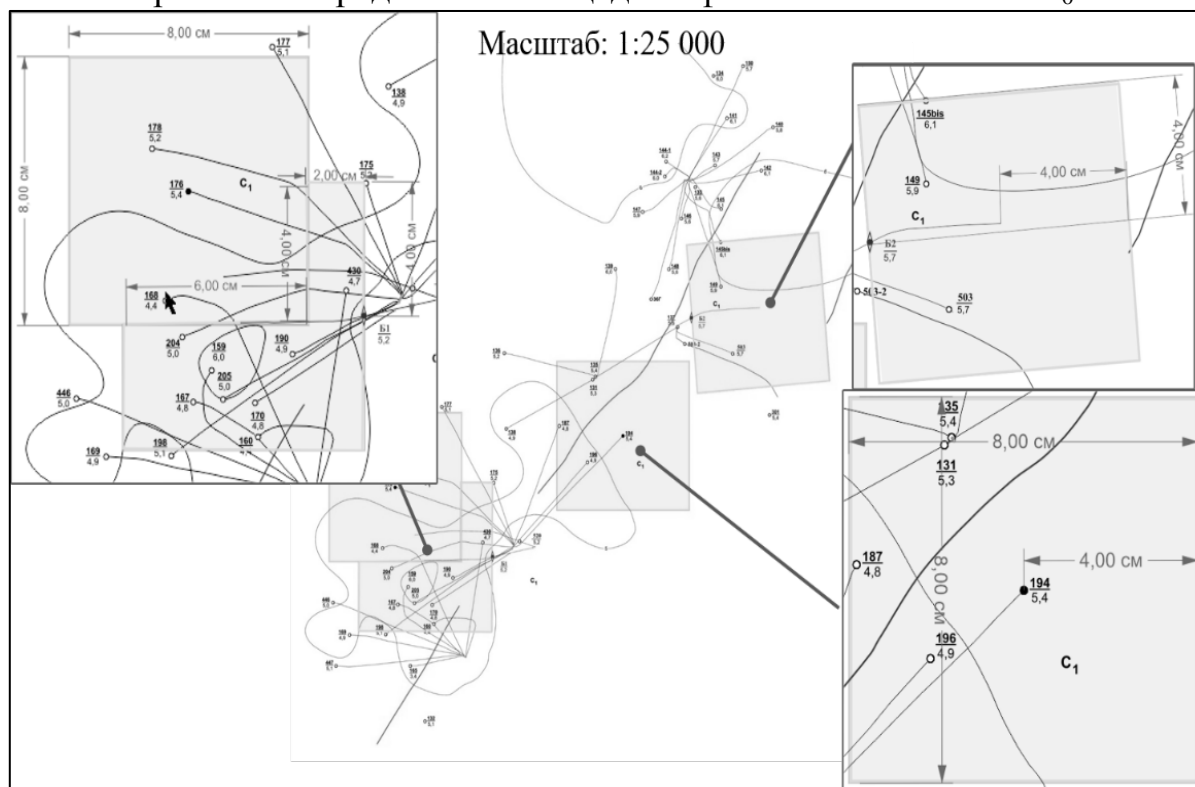


Рисунок 4. Выделения границ площади нефтеносности пласта $Ю_0$

На пласте Ю₀ баженовской свиты пробурено 4 скважины. Наклонно-направленные скважины №№176, 194 введены в 2014 г. с проведением ГРП, скважины Б1 и Б2 с горизонтальным окончанием (1000 м) и МГРП введены в 2015 г.

С помощью геометрических вычислений был определен площадь нефтеносности следующим образом:

$$F = (8 \cdot 8) + (8 \cdot 8) + (8 \cdot 8) + (8 \cdot 8) = 256 - (6 \cdot 4) = 232 \cdot 250^2 = 14500 \text{ тыс. м}^2 \quad (3.1)$$

Подставляя все полученные значения параметров в формулу объемного метода подсчета запасов нефти баженовской свиты, мы получаем:

$$Q_n = F \cdot h_n \cdot K_n \cdot K_n \cdot \theta \cdot \rho = 14000 \cdot 5,3 \cdot 0,08 \cdot 0,85 \cdot 0,887 \cdot 0,873 = 4046,6 \text{ тыс. м}^3 \quad (3.2)$$

Следует отметить, что Полученное значение начальных геологических запасов нефти по данному объекту Ю₀ на 1 млн. т. ниже приведенного в проектном документе.

4. Трещиноватость пород коллекторов баженовской свиты и анализ методов их учета

Одной из отличительных черт залежей нефти в баженовской свите является наличие высоких дебитов части скважин, не соответствующих низкой проницаемости основной массы пород, определяемой по керну.

Наиболее естественным объяснением таких фактов является гипотеза о наличии трещиноватости в породах баженовской свиты (рисунок 5).

Гипотеза о трещиноватости пород, на первый взгляд, неестественна для баженовской свиты, поскольку породы содержат значительное количество глинистых минералов и органическое вещество в скелете породы, то есть, на первый взгляд, не обладают высокой плотностью и хрупкостью [3].

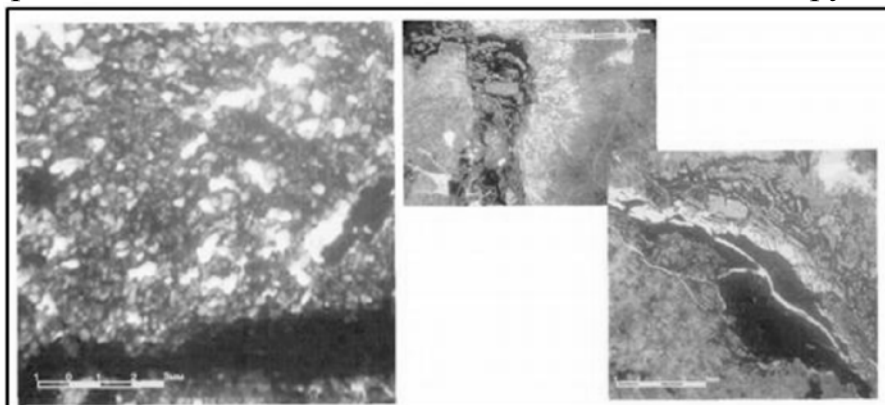


Рисунок 5. Радиолариты с крупными трещинами

Различают следующие методы оценки трещиноватости [4]:

1. Прямые методы:

- 1.1. Определение трещиноватости лабораторными исследованиями на керне;
- 1.2. Дистанционные съемки прослеживания трещиноватости.

2. Косвенные методы:

- 2.1. Геофизические исследования;
- 2.2. Анализ данных поглощения промывочной жидкости при бурении скважин;
- 2.3. Каротажи, используемые при бурении скважин;
- 2.4. ГДИС;
- 2.5. Применение методов статистической математики и геостатистики.

При применении прямых методов оценки трещиноватости в баженских отложениях сталкиваются с большими затруднениями, по причинам образования техногенных трещин, а также хрупкости пород коллекторов баженской свиты, что считается невозможным определения трещиноватости прямыми методами и поэтому в рамках данной работы будем опираться на косвенные и статистические методы оценки трещиноватости.

Заключение

На основании приведенного анализа, учет трещиноватости предполагается выполнять введением коэффициента (поправки), учитывающего влияние наличия систем трещин на нефтеносность сланцевых коллекторов, в формулу объемного метода подсчета запасов нефти баженской свиты, коэффициент, возможно, будет учтен при расчете коэффициента пустотности. Этот коэффициент будет интегральным показателем трещиноватости, полученным на основе имеющихся сведений, характеризующих трещиноватость коллектора.

В планах намечено подробно изучить данный вопрос и выявить оптимальную методику учета трещиноватости с дальнейшим предложением по ее объединению с имеющейся методикой.

Дальнейшую работу по совершенствованию методики подсчета запасов баженской свиты планируется продолжить совместно со специалистами ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых» и «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпильмана».

Библиографический список

1. Шпильман, А. В. Геологическое строение и нефтегазоносность баженской свиты Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Актуальные изучения и освоения залежей сланцевой нефти / А. В. Шпильман, М. П. Савранская // Вестник кибернетики. - 2016. - № 2. – С. 17—21.
2. Временное методическое руководство по подсчету запасов в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Недропользование XXI века. - 2017. - № 4. – С. 68-102.
3. Юдин, В. А. Проблемы в обосновании численных моделей разработки баженской свиты с закачкой в пласт воздуха. – Москва : ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН, 2018. – С.161 – 272.

4. Петухов, А. В. Теория и методология изучения структурно-пространственной зональности трещинных коллекторов нефти и газа / А. В. Петухов. – Ухта : УГТУ, 2002. – С. 276.

Научный руководитель – Лушпеев В. А., канд. техн. наук, доцент

ТЕХНОЛОГИЯ СОЛЯНОКИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК ДЛЯ УСЛОВИЙ ВЫРАБОТКИ НЕФТИ НА АРЛАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Аль-Шаргаби М. А.¹, Аль-Кебси А. А.²

¹Институт нефти и газа им. М. С. Гущериева УдГУ;

²Санкт – Петербургский государственный университет

В представленной работе проведён анализ эффективности при применении метода интенсификации в добыче нефти, называемый «солянокислотная обработка». Факторами, влияющими на успешность процесса обработки, проведённого в ПАО «Белкамнефть», являются рассматриваемые нами приросты дебита у нефти и жидкости, а также коэффициенты продуктивности у нефти до обработки и после неё, а также удельные объёмы закачки кислоты. Те СКО, которые используются при применении KR-1НК, смогли показать более эффективные результаты, нежели простые СКО. В месторождении большая часть скважин показала наличие положительной динамики после проведения процесса СКО, что непосредственно отразилось на росте коэффициента продуктивности. Согласно результатов проведённого анализа делаются выводы о дальнейшем применении рассмотренных методов по интенсификации нефтяной добычи на месторождениях, принадлежащих ПАО «Белкамнефть».

При многократных повторениях обработки для каждой из последующих операций растворяющая способность у раствора должна будет увеличиваться за счёт наращивания объёма закачиваемого раствора, увеличения концентрации кислоты, увеличения скоростей закачки.

Исходя из результатов проведения обработок ПЗП и физико-химического состава продуктивных терригенных коллекторов залежей нефти на месторождении, с целью интенсификации притока нефти (уменьшения скин-фактора) в добывающих скважинах рекомендовано применение кислотных составов серии КСПЭО-3Т (кислотные составы противоземulsionные комплексного действия). Основные характеристики и особенности применения КСПЭО-3Т.

КСПЭО-3Т обладает кислотным составом с рядом преимуществ, в сравнении с глинокислотой, а именно:

1. Высокий уровень проникающей способности внутрь порового пространства нефтенасыщенной части пластов вследствие низкого уровня

межфазного натяжения у границы кислотный состав–нефть. Таблица 1 показывает сравнительную характеристику межфазного натяжения КСПЭО-3Т и глинокислоты с разной нефтью;

Таблица № 1

Межфазное натяжение на границе КСПЭО –3Т
с различными группами нефтей

№ п/п	Классификация нефти	Характеристика нефти		Межфазное натяжение σ , мН/м	
		плотность, г/см ³	вязкость, мПа.с	глинокислотная смесь	Кислотные со- ставы КСПЭО
1	Легкая	0,82-0,86	4-9	1,7-6,6	0,006-0,1
2	Средняя	0,86-0,89	9-30	1,6-3,9	0,01-0,1
3	Тяжелая	0,89-0,914	34-90	1,3-2,8	0,01-0,1

2. Эффективное предотвращение процесса образования высоковязких стойких нефтекислотных эмульсий, которые способны привести к различным осложнениям при процессе освоения скважин после осуществления кислотной обработки;

В таблице 2 приведён характер взаимодействия разных кислотных составов и нефтей.

Таблица № 2

Результаты взаимодействия кислотных составов с нефтями

Классификация нефти	Характеристика нефти		Вязкость продуктов реакции	
	Плотность ρ , г/см ³	Вязкость μ , мПа.с	Эмульсии нефти с глино- кислотой, мПа.с	Нефти после обра- ботки КСПЭО, мПа.с
Легкая	0,82-0,86	4-9	230-750	4-12
Средняя	0,86-0,89	9-30	460-2700	13-45
Тяжелая	0,89-0,914	34-90	300-1500	40-120

В случае использования КСПЭО-3Т не образуются эмульсии даже при присутствии продуктов реакций кислотного состава и породы. Нефть после отстаивания обладает теми же параметрами, что и до обработки её кислотными составами.

3. Замедление скорости реакций состава и породы в два раза больше в сравнении с глинокислотой;

4. Состав КСПЭО-3Т обладает более высокими диспергирующими способностями относительно АСПО. Размеры частиц АСПО в процессе диспергирования в составах не превышает 1 мм. В процессе диспергирования в глинокислоте с отсутствием добавок происходит образование частиц размером свыше 7 мм;

3. После окончания обработки составом КСПЭО-3Т образцов керна, проницаемость для нефтяных слоёв возрастает на 30-50%;

Чтобы обрабатывать терригенные продуктивные пласты с глинистостью, не превышающей 5% добывающих скважин, рекомендуют применять кислотные составы комплексного действия под названием КСПЭО-3Т [1,21].

При глинистости обрабатываемого коллектора 5-10 % содержание плавиковой кислоты в КСПЭО-3Т должно быть снижено в 2 раза.

При выборе скважин-кандидатов для проведения КСПЭО –3Т рассматривались следующие параметры: снижение дебитов по нефти и жидкости во времени, обводненность продукции (меньше 50%), пластовое давление, забойное давление.

В качестве скважин-кандидатов выбраны добывающие скважины с дебитами нефти ниже среднего (17,2 т/сут) для данного объекта. В таблице 3 представлены скважины-кандидаты и значения определяющих параметров.

Таблица №3

Значения определяющих параметров по скважинам для КСПЭО –3Т

Параметры		Значения		
№ скважины месторождение		13024	13649	13520
на 01. 02.2017	дебит нефти, т/с	15,2	21,7	19,4
	дебит жидкости, т/с	19,5	27,5	23
на 12.08.2017	дебит нефти, т/с	5,6	7,1	2
	дебит жидкости, т/с	8,9	9,1	2,3
обводненность, %		27	9,9	3,1
Р _{пл} , МПа		8,47	11,65	14,08
Р _{заб} , МПа		2,69	4,91	4,39
К продуктивности, м ³ /с/МПа		2,21	1,667	0,282

По скважине №13024 за 18 месяцев произошло снижение дебита нефти/жидкости с 15,2/19,5 т/сут до 5,6/8,9 т/сут. Эта скважина работает продолжительное время, накопленный отбор по ней составляет 57510т нефти. Уровень пластового давления 8,47 МПа снизился ниже уровня давления насыщения, составляющего 10,38МПа. Первая из КСПЭО–3Т в скважине проведена была при освоении. Она дала значительный рост дебита. Повторные обработки при низких забойных давлениях могут вызвать определённые проблемы в процессе проведения операции, однако высокое давление при продавливании кислоты способствует снижению скорости реакции, увеличению глубины проникновения в пласт кислоты, охвату кислотными растворами малопроницаемых участков и пластов, что значительно увеличивает эффективность процесса кислотных обработок.

По скважине №13649 за 18 месяцев произошло снижение дебита нефти/жидкости с 21,7/27,5 т/сут до 7,1/9,1 т/сут. Пластовое давление равно 11,65 Мпа. Скважина находится в зоне влияния нагнетательных скважин 323 и 321, которые пущены под закачку в 2017 году. Проведение кислотной обработки призабойной зоны может способствовать преждевре-

менному обводнению скважины. Если дебит скважины при повышении давления от закачки воды в этой зоне пласта не повысится, то следует провести очистку призабойной зоны с помощью КСПЭО –3Т.

По скважине №13520 за 18 месяцев произошло снижение дебита нефти/жидкости с 19,4/23 т/сут до 2/2,3т/сут. Это самое большое уменьшение дебита. При пластовом давлении 14,08 Мпа близком к начальному 15,3 Мпа снижение дебита возможно связано с закупоркой призабойной зоны.

На основании проведенного анализа, предлагается на скважине № 13520 провести КСПЭО –3Т, с целью улучшения состояния ПЗП и получить дополнительную добычу нефти.

Технологический эффект определяется количеством дополнительной нефти, добытой из скважины после КСПЭО –3Т. Расчет выполним исходя из фактически проведенных обработок (таблица 4).

Таблица № 4

Эффективность проведения КСПЭО –3Т

№ скважины, месторождение	Эффективная н/нас. толщина, м	Продолжительность эффекта, сут	Дополнительная добыча, т
13110	5,2	479	637,3
13024	1,8	717	1578,1
13554	2,6	390	1092,7
Среднее значение	3,2	529	1103

Дополнительная добыча нефти после проведения КСПЭО –3Т на 3 скважинах составила 1103 т на 1 скважину. Средняя продолжительность эффекта – 529 суток. Средняя нефтенасыщенная толщина для этих скважин составляет 3,2 м, следовательно, удельная дополнительная добыча нефти после проведения КСПЭО –3Т на 1 м составит 345 т/м.

Определим ожидаемый технологический эффект после проведения КСПЭО –3Т для скважины № 13520 на основе удельной дополнительной добычи и нефтенасыщенной толщины в этих скважинах.

$$Q = h \cdot \text{уд. доп. доб.} = 3,8 \cdot 345 = 1311 \text{ т}$$

где h – эффективная нефтенасыщенная толщина, м

уд. доп добыча – удельная дополнительная добыча, т/м

Ожидаемый технологический эффект после проведения КСПЭО –3Т на скважине №13520 составит 1311т нефти. Продолжительность эффекта принимаем среднюю по фактическим данным 529 суток или 6 кварталов.

Библиографический список

1. Поплыгин, В. В. Анализ результатов проведения кислотных обработок в сложных геолого-технических условиях / В. В. Поплыгин, Е. А. Белоглазова, А. С. Иванова // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. - 2014. - № 10. – С. 83-90

2. Влияние искривленности ствола и геохимических процессов в пластах на срок службы скважин / А. Г. Шакрисламов [и др.]. // Нефтяное хозяйство. - 2016. - № 6. – С. 112-115.
3. Иванов, С. И. Интенсификация притока нефти и газа к скважинам. – Москва : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2016. - 565 с.
4. OGCI/PetroSkills Hydraulic Fracturing Applications, Alfred R. Jennings, Jr. PE Enhanced Well Stimulation, Inc. 2013. - 168 с.

Научный руководитель – Лушпеев В. А., канд. техн. наук, доцент

ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ ИССЛЕДОВАНИЙ ИНТЕРФЕРЕНЦИИ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ЯНАО

Анаприенко Е. В., Жукова Е. М.
Тюменский индустриальный университет

В настоящее время наблюдается ухудшение структуры и качества запасов сырьевой базы нефтяной промышленности России. Ставится вопрос об увеличении эффективности разработки месторождений в связи с их значительной выработкой и высокой обводненностью. До настоящего времени, основываясь на различных экономических соображениях, для каждой скважины выбор режима эксплуатации производился отдельно заданием дебитов и забойных давлений. Данный подход не берет в расчет наличие связей скважин друг с другом. Потому как смена режима работы одной из скважин влияет на изменение режимов работы остальных скважин. Таким образом, главной отличительной чертой технологического процесса добычи нефти является *оценка взаимовлияния скважин (интерференции)*. Исходя из этого, выбор рациональных режимов эксплуатации должен формироваться на рассмотрении группы скважин, а не каждой по отдельности, что подтверждает актуальность исследования.

При вводе в эксплуатацию новых скважин суммарная добыча месторождения растет гораздо медленнее, чем число скважин, что показано на рисунке 1.

Таким образом, можно сделать вывод, что прирост суммарного дебита уменьшается за счёт введения в эксплуатацию ряда скважин, работающих в одинаковых условиях. Кривая зависимости суммарного дебита от числа скважин становится более пологой с ростом числа скважин. В результате, чем меньше плотность сетки скважины, тем меньшим оказывается суммарный дебит и тем сильнее проявляется эффект интерференции [1].

В качестве объекта исследования выбрана группа скважин, расположенных на территории Северо-Уренгойского месторождения.

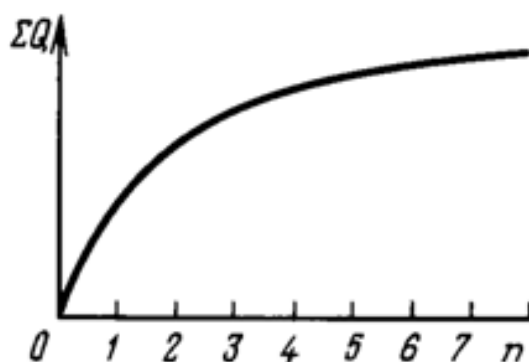


Рисунок 1. Зависимость суммарного дебита от числа скважин

Анализ результатов газодинамических исследований скважин свидетельствует о том, что объекты испытания в разведочных скважинах значительно отличаются друг от друга по продуктивной характеристике. Это обусловлено несовершенством по степени вскрытия перфорацией разреза продуктивного пласта в скважинах и различием в фильтрационно-ёмкостных характеристиках.

На Северо-Уренгойском месторождении в разных стратиграфических горизонтах выделяются залежи нефти и газа разного типа: литологически тектонически экранированные, пластово-сводовые. Всего на месторождении выделено 80 залежей углеводородов. Продуктивные пласты представляют собой терригенные отложения, сложенные песчано-алевритоглинистыми породами с преобладанием песчаников. Песчаные тела характеризуются сложным строением, связанным с замещением в отдельных объектах коллекторов глинистыми непроницаемыми породами, выклиниванием пластов, а также с зонами деструктивных нарушений.

Для увеличения дебита группы скважин на территории Северо-Уренгойского месторождения необходимо провести оценку их взаимовлияния, что позволит составить рекомендации по дальнейшей эксплуатации.

Достоверная модель гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами является важным инструментом повышения эффективности разработки месторождений. Для проведения оценки межскважинного пространства на сегодняшний день используется ряд методов: метод гидропрослушивания и индикаторные (трассерные) методы исследования пластов. В технологическом отношении представленные методы имеют ряд преимуществ: возможность получения максимально полной информации о пласте и скважине, более обоснованное проведение процедуры долгосрочного прогнозирования и установление наличия связи между скважинами с использованием реальных данных. Однако, традиционно применяемые для решения данной задачи методы трассерных исследований и гидропрослушивания связаны с затратами на проведения исследований и остановкой скважин. В связи с этим возникает необходи-

мость в разработке альтернативного подхода, позволяющая анализировать взаимовлияние скважин без значительных экономических затрат [2].

Таким образом, проведение исследований действующих добывающих и нагнетательных скважин позволит определить параметры и решить задачи, имеющие потенциал для разработки нефтяных и газоконденсатных месторождений, а именно: проведение мониторинга динамики работы скважины во времени без привлечения бригад ПРС и КРС и извлечения насоса; прямое определение забойного давления, состава продукции и дебита в работающей скважине; определение относительного вклада каждого работающего интервала в добываемой продукции; выявление положения ВНК в зоне перфорации пласта при работе скважины; определение причин изменения дебита и состава продукции (появление заколонных перетоков флюида, изменение работающей мощности и др.).

Библиографический список

1. Кременецкий, М.И. Гидродинамические и промыслово - технологические исследования скважин : Учебное пособие / М. И. Кременецкий, А. И. Ипатов. – Москва : МАКС Пресс, 2008. - 476 с.
2. Синцов, И. А. Методы контроля за эксплуатацией месторождения: учебно-методическое пособие для практических и самостоятельных работ для бакалавров направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» всех форм обучения / И. А. Синцов, М. И. Забоева, Д. А. Остапчук. – 1-е изд.– Тюмень : ТИУ, 2016. – 44 с.

ОБОСНОВАНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО БУРЕНИЯ ПЛАСТОВ ПОКУРСКОЙ СВИТЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ НА ОСНОВЕ ПРОМЫСЛОВОГО АНАЛИЗА

Борисов А. А., Кривова Н. Р.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

На сегодняшний день Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн остается главным регионом добычи углеводородов в России. В связи с высокой выработкой запасов высокопродуктивных залежей, направление геологических исследований смещается в сторону не разрабатываемых объектов с высокой степенью геологической неоднородности. Наиболее перспективными являются продуктивные пласты покурской свиты. Пласты свиты относятся к резервуарам с высокой литологической и фациальной неоднородностью, которые представлены переслаивающимися песчаными и алевроито - глинистыми пачками различной толщины, часто линзовидной формы. Стоит отметить, что на большинстве месторождений Западно-

Сибирской нефтегазоносной провинции пласты покурской свиты водоносные, а на месторождениях, где пласты представлены нефтенасыщенными коллекторами, таких как Самотлорское, Ван-Еганское, Верхнеколик-Еганское разработка практически не ведется.

Особое внимание стоит уделить Ван-Еганскому месторождению, которое включает в себя 64 продуктивных пласта, из которых 24 относятся к покурской свите. Стоит также отметить, что нефтеносность свиты на месторождении составляет порядка 700 метров, при общем этаже нефтеносности около 2000 метров. Представленные соотношения свидетельствуют о большой значимости пластов группы ПК при разработке всего месторождения.

Объектом исследования является пласт ПК₁₄, так как он лидирует по геологическим запасам. Исследуемый пласт характеризуется чрезвычайно высокой геологической неоднородностью с высокой начальной водонасыщенностью, при этом нефти данного объекта относятся к неньютоновским жидкостям. Геолого-физические свойства пласта ПК₁₄ приведены в таблице 1.

Таблица № 1

Геолого-физические свойства пласта ПК₁₄ Ван-Еганского месторождения

Параметр	ПК ₁₄
Нефтенасыщенная толщина, м	8,9
Пористость, %	31,0
Нефтенасыщенность, %	54
Проницаемость, *10 ⁻³ мкм ²	364
Песчанистость, %	80
Расчлененность, ед.	6
Вязкость нефти, сПз	25

Пласт ПК₁₄ находится в эксплуатации с 1998 года. Основной проблемой при его разработке является опережающее обводнение. Скважины запускаются в работу с обводненностью порядка 50-60%. В процессе эксплуатации наблюдается значительный рост обводненности до 90-100 % за полтора-два года. По состоянию на 01. 2017 года действующий фонд составляет 15 скважин, из них: 12 добывающих, 3 нагнетательные. Энергетическое состояние объекта в целом удовлетворительное. Текущее пластовое давление составляет 128 атм. (при начальном 133 атм.). Эффект от ввода системы ППД не однозначен, так как реакция добывающих скважин на закачку отсутствует. Пластовое давление поддерживается в основном за счет энергии подошвенных вод. Средняя обводненность по объекту составляет 96%, при текущем коэффициенте извлечения нефти 5,6%.

Средний отбор на одну скважину составляет 13 тыс.т/скв при проектном 32 тыс.т/скв. Представленные показатели характеризуют низкую

эффективность выработки запасов. Исследуемый пласт обладает несколькими особенностями осложняющими процесс эксплуатации. Одним из таких особенностей является плохое качество сцепления цементного камня с колонной и породой. Практически 27% ремонтно-изоляционных работ по скважинам покурской свиты приходится на пласт ПК₁₄, при этом эффективность РИР составляет 30%. Также стоит отметить, что пласт имеет высокую изменчивость нефтенасыщенности по площади. Данная особенность увеличивает вероятность прорыва подошвенных вод и требует постоянного мониторинга уровня ВНК.

В работе проведен промысловый анализ, по результатам которого сопоставлены показатели пробуренного и возвратного фонда, а также горизонтальных и наклонно-направленных скважин (рис.1).

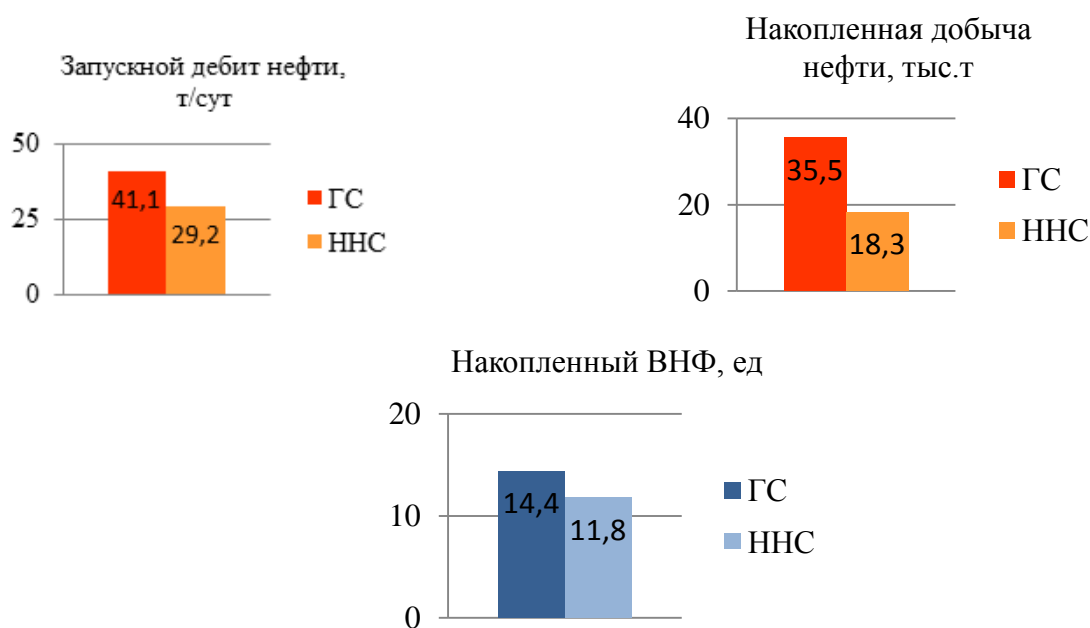


Рисунок 1. Сопоставление показателей наклонно-направленных и горизонтальных скважин

Анализ промыслового материала характеризует превосходство показателей пробуренного фонда над возвратным. Также стоит отметить, что эксплуатационные параметры горизонтальных скважин превышают показатели наклонно-направленных. По результатам проведенной работы подобраны оптимальная длина горизонтальной части ствола (200-300 метров) и интервалы проводки (в кровельной либо центральной части пласта). На карте нефтенасыщенных толщин (рис. 2) приведены участки, не охваченные бурением, при этом обладающие хорошей нефтенасыщенностью. По результатам корреляции каротажей соседних скважин по всем участкам представлен мощный (порядка 12 метров) нефтенасыщенный монолитный коллектор.

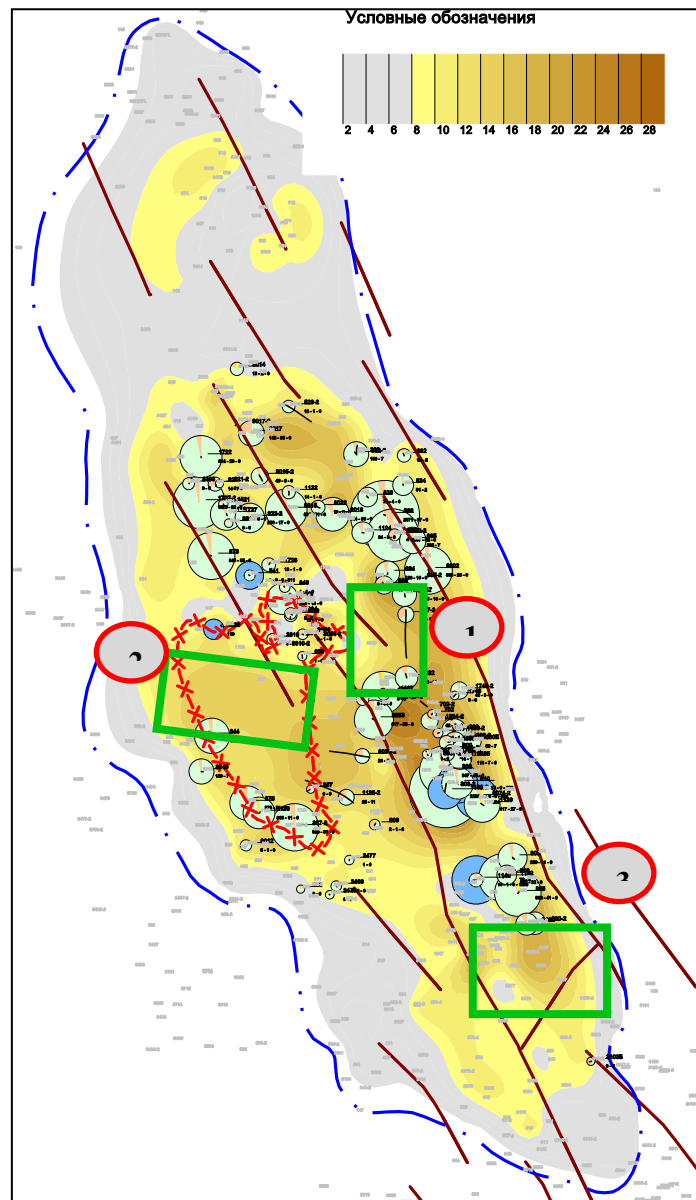


Рисунок 2. Карта нефтенасыщенный толщин пласта ПК₁₄ Ван-Еганского месторождения

За время эксплуатации объекта проведены различные геоло-технические мероприятия, большинство из которых были не эффективны. Проведение таких ГТМ как гидроразрыв пласта, на исследуемом объекте малоэффективно, так как ярко выраженная неоднородность в совокупности с высокой проницаемостью водонасыщенных коллекторов увеличивают вероятность поступления воды по трещинам при проведении ГРП. Плохое качество цементного камня за колонной, выявленное по результатам интерпретации акустической цементометрии, создает условия заколонных перетоков после проведения ЗБС, что делает их так же малоэффективными.

Таким образом, наиболее оптимальным и эффективным способом увеличить отборы нефти и КИН, является ввод новых горизонтальных

скважин с длиной ствола порядка 200-300 метров, проведенных в кровельной либо центральной части пласта, на участках, не охваченных разработкой.

Библиографический список

1. Анализ состояния выработки запасов нефти из пластов покурской свиты / Кривова Н. Р. [и др.]. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. - № 11. - С. 54-58.
2. Федорова, К. В. Технологии и системы заканчивания для эффективной разработки нефтяных залежей группы ПК (статья) / К. В. Федорова, Н. Р. Кривова // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса: материалы Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и ученых, посвященной 35-летию филиала ТИУ в г. Нижневартовске. – Тюмень : ТИУ, 2016. - С. 228-233.

КРИТЕРИИ ВЫБОРА ОБЪЕКТА ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ ИССЛЕДУЕМОЙ ТЕХНОЛОГИИ

Григорьев В. С., Кирсанов М. С., Зомарева Е. В.
Тюменский индустриальный университет

Важным моментом при проектировании ГРП является знание направления развития трещины.

С точки зрения механизма ГРП для успешного завершения работ горизонтального ствола скважины предпочтительно его располагать параллельно или перпендикулярно направлению максимальных напряжений (рисунок 1), так как мы получаем наименьшее сопротивление пласта при разрыве и более благоприятные углы для входа пропанта в пласт.

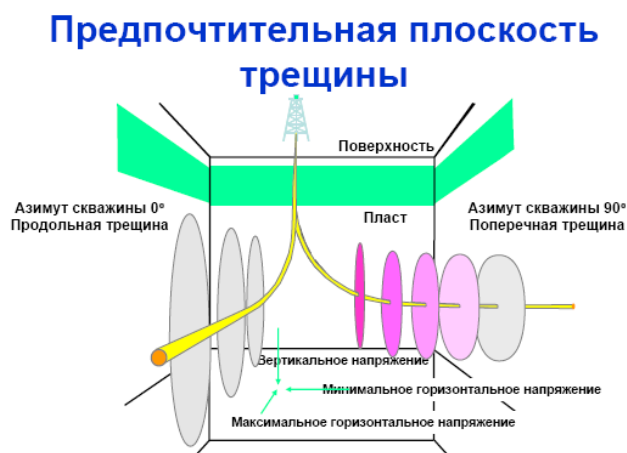


Рисунок 1. Предпочтительная плоскость трещины

В противном случае возможны осложнения, высокие риски получения технологического «СТОПа» (рисунок 2).

При многоэтапном ГРП (трещина перпендикулярна максимальным напряжениям) вероятность «СТОПа» выше, чем при одноэтапном, когда трещина проектируется параллельно.

С точки зрения эффективности ГРП (получения дополнительной добычи нефти), вопрос выбора направления бурения горизонтального ствола остается открытым.

**Предпочитаемая плоскость трещины
обычно не совмещается с
направлением скважины**

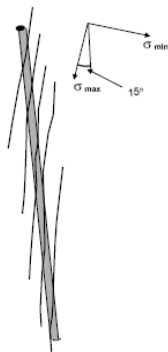


Рисунок 2. Неблагоприятные направления трещин

Многие сервисные компании по ГРП предлагают дорогостоящие технологии: это специальная конструкция ствола скважины конструкции скважины для проведения многоэтапного ГРП, которая предполагает спуск «хвостовиков» с заколонными пакерами, количество которых зависит от количества стадий ГРП и геологического строения пласта; стоимость самого ГРП выше стандартного. При многоэтапном ГРП получают несколько трещин перпендикулярных направлению максимальных напряжений.

Отрицательные стороны данной технологии:

1. Данная технология необкатана и есть вероятность получить осложнения при ГРП.
2. Мы также не будем до конца понимать направление развития трещин.
3. Не доказана высокая эффективность данных работ.

Предлагая данную технологию, позиционируют её как самую эффективную, с созданием нескольких трещин, распределенных равномерно по всему горизонтальному стволу скважины (рисунок 3), практически одинаковой длины, за счет которых мы должны получить высокий дебит жидкости и нефти.

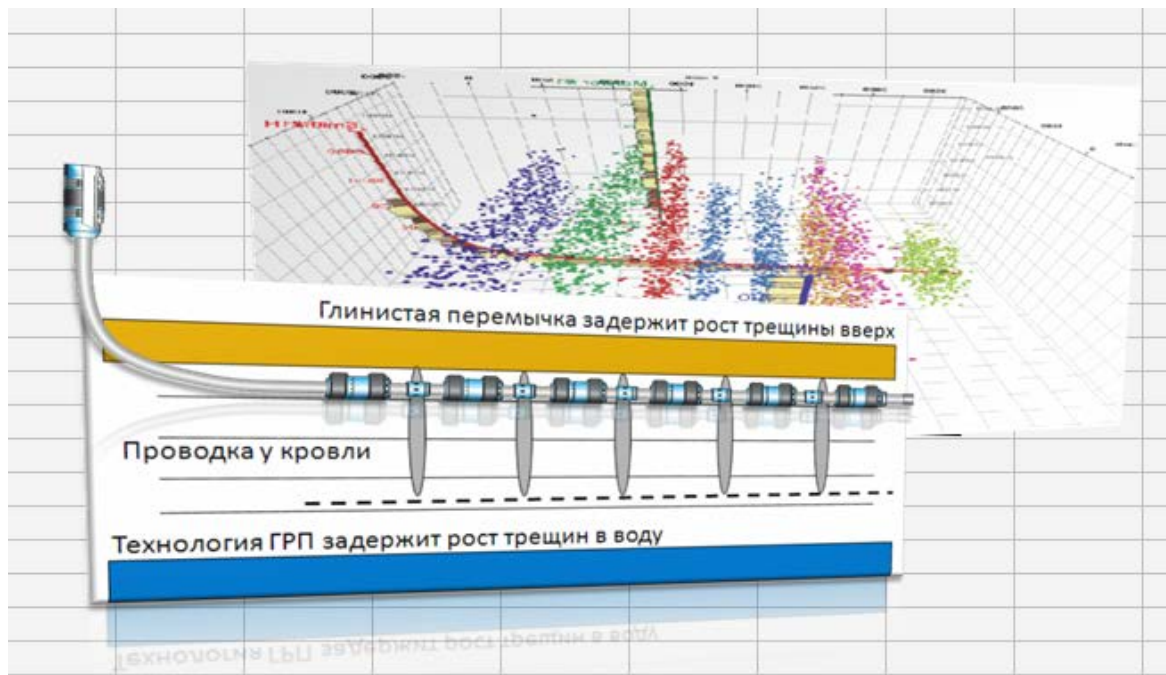


Рисунок 3. Поинтервальный ГРП по технологии StageFRAC

Фактически мы получаем совсем иную картину. Трещины получаются разной длины, пересекают друг друга (рисунок 4), или накладываются друг на друга (рисунок 5). Соответственно мы уже не получим расчетную добычу по жидкости. К тому же приток с дальнего конца горизонтального ствола будет запираяться притоком из ближних трещин. Как показывает практика и многочисленные исследования обычных горизонтальных скважин, фактически работает первая половина ствола.

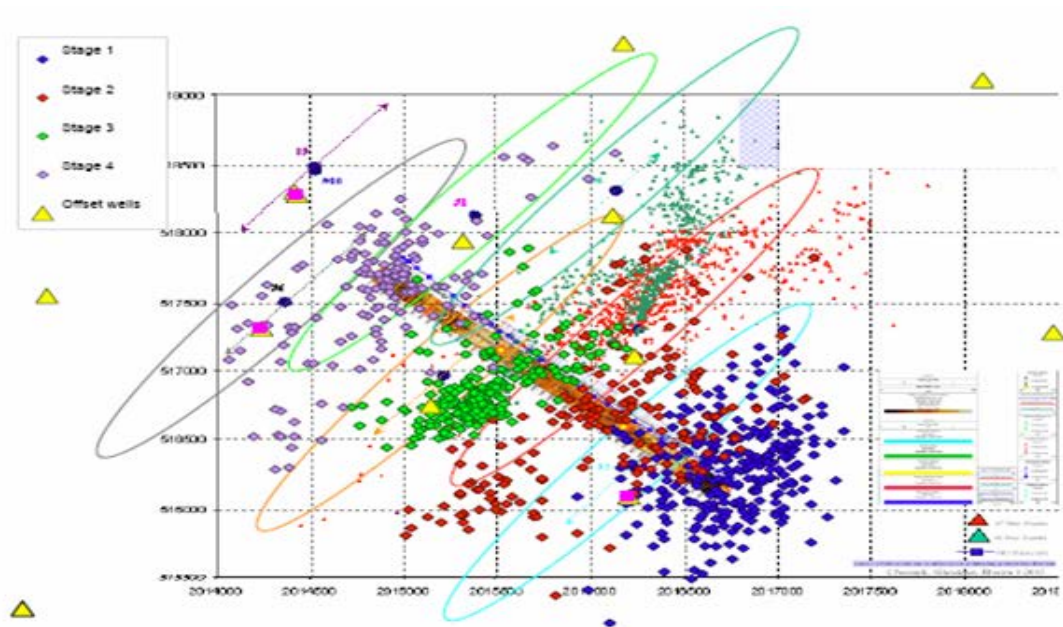


Рисунок 4. Пересекающие друг друга трещины

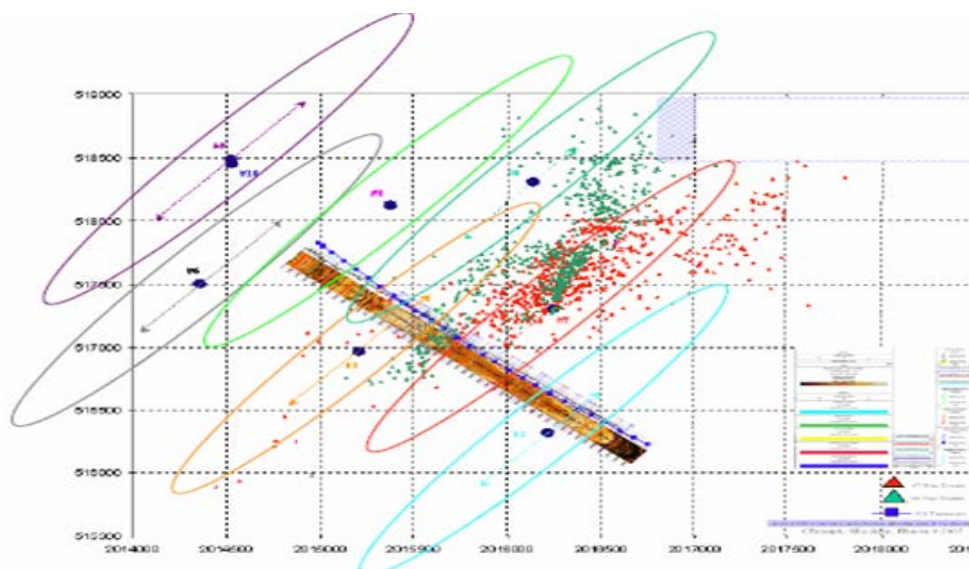


Рисунок 5. Трещины налегающие друг на друга

В качестве примера, в ТПП «Когалымнефтегаз» на Повховском месторождении пласт БВ-8, начали бурить скважину с горизонтальным стволом от 70 до 150 метров с последующим ГРП. Горизонтальный ствол пытались ориентировать параллельно направлению максимальных напряжений. Эффективность таких ГРП на 20-30 % выше, чем ГРП на скважинах с горизонтальным стволом без подобной ориентации. Данные работы начали проводить после привлечения специалистов ГРП фирмы «ConocoPhillips».

Библиографический список

1. Шлейн, Г. А. Освоение и исследование нефтяных скважин струйными аппаратами [Текст] / Г. А. Шлейн [и др.]. – Тюмень : Вектор Бук, 2011. – 192 с.
2. Булатов, А. И. Теория и практика заканчивания скважин / А. И. Булатов [и др.]. – Москва : Недра, 2005. – С. 58-63.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА СЕВЕРО-ЯНГТИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Григорьев В. С., Кирсанов М. С., Зомарева Е. В.
Тюменский индустриальный университет

Бурение горизонтальных скважин (ГС) является одной из эффективных, широко применяемых в настоящее время технологий увеличения нефтеотдачи.

На сегодняшний день на месторождениях России и за рубежом накоплен значительный опыт применения горизонтальных скважин. Про-

ведена большая работа по определению и обоснованию критериев применимости для эффективной разработки с помощью ГС. Согласно этим критериям ГС могут применяться в случае наличия продуктивных пластов со средней нефтенасыщенной толщиной, высокопроницаемых пластов в зонах, подстилаемых подошвенной водой.

Для бурения горизонтальных скважин на Северо-Янгтинском месторождении рекомендован четырехинтервальный профиль с бурением пилотного ствола.

Бурение горизонтальных скважин на Северо-Янгтинском месторождении начато с объекта БС11 в 2006 г., причем одна из этих скважин была двуствольная. Разработка этого объекта изначально организована с преимущественным бурением горизонтальных скважин, наклонные скважины на нем используются только совместно с верхним пластом. На объекте БС11 94% накопленной добычи нефти обеспечено горизонтальными скважинами. Для массивных залежей с активными пластовыми водами горизонтальное бурение – эффективный способ извлечения запасов.

На объекте БС102 горизонтальные скважины начали бурить с 2007 года, их количество в общем фонде объекта составляет 29%. Тем не менее, они обеспечили 59% всей добычи нефти объекта (710,2 тыс.т). Однако, следует отметить, что три горизонтальные скважины на объекте пробурены в зонах с максимальными нефтенасыщенными толщинами.

В 2013 году в зоне ухудшенных коллекторских свойств были пробурены 2 горизонтальные скважины, одна из них (1062Г) с пилотным стволом. По данным ГИС в пилотном стволе полностью подтверждено геологическое строение пласта, основная часть коллектора нефтенасыщена: средний К_{нн} составляет 0,53. На отметке -2572 м вскрыт водонасыщенный интервал, что соответствует принятой отметке ВНК – 2571 м. К сожалению, в районе этой скважины нет наклонных скважин, работающих только на объект БС102 (все совместные), поэтому провести корректный сопоставительный анализ не представляется возможным. Но в аналогичных геологических условиях (толщины, близость ВНЗ) расположена наклонная скважина 1029 в северной части залежи (рисунок 1), с показателями которой можно провести сравнение. Отметим, что в скважине 1029 в 2012 году проведен ГРП. На рисунке 2 приведено сопоставление дебитов и обводненности по этим скважинам. Здесь хорошо видно, что горизонтальная скважина характеризуется значительно более высокими дебитами. А обводненность после отработки в скважине ФБР снижается и близка к значению по скважине 1029. На текущий момент дебит жидкости скважины 1029 в 2,5 раза ниже аналогичного показателя по скважине 1062Г, дебит нефти – в 2,2 раза. Дебиты по скважине 1019Г превосходят дебиты скважины 1062Г, поэтому можно однозначно говорить о преимуществах использования горизонтальных скважин на пласте БС102. Однако это положение не исключает возможности бурения наклонных скважин с проведением в них ГРП в районах уверенного выделения ЧНЗ.

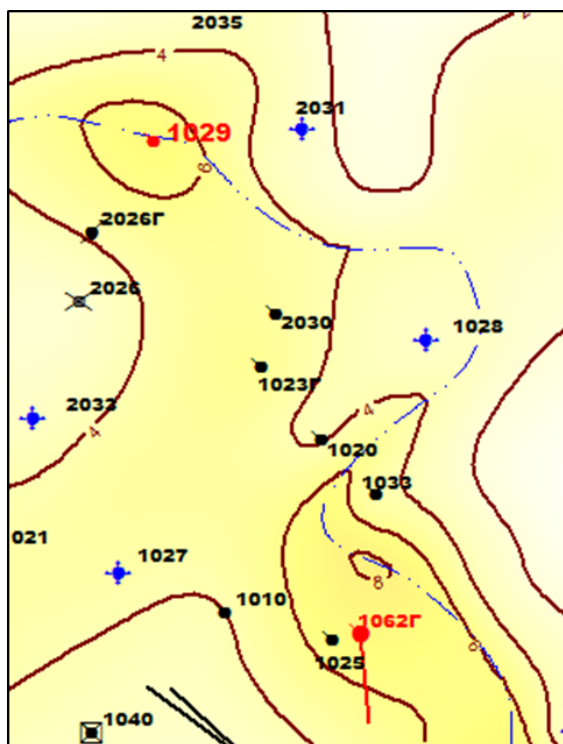


Рисунок 1. Схема расположения анализируемых скважин

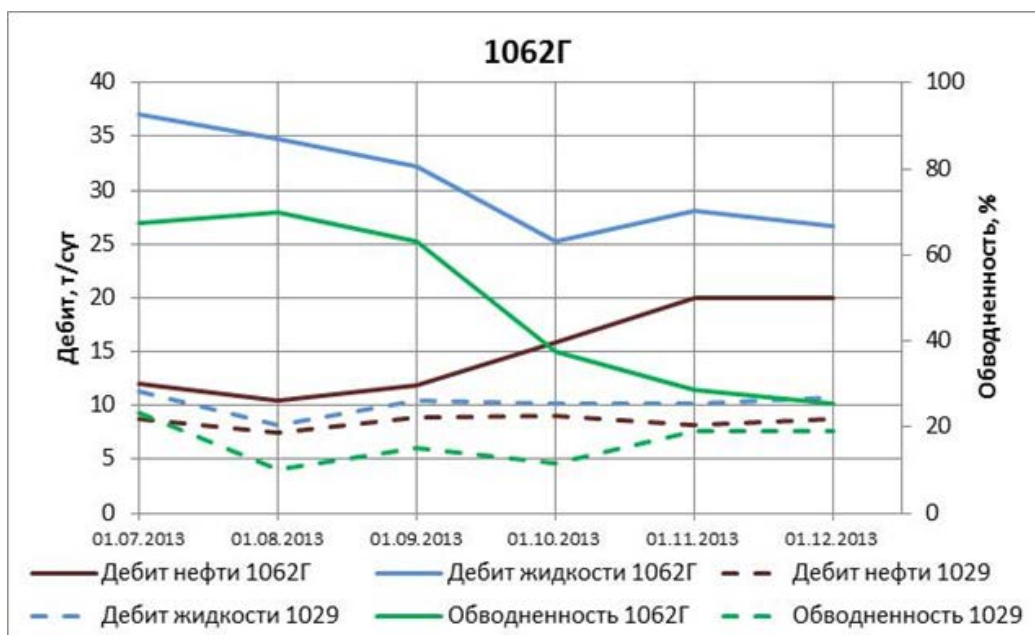


Рисунок 2. Динамика дебитов и обводненности по горизонтальной (1062Г) и наклонной (1029) скважинам объекта БС102

В целом по месторождению на 1.01.2014 года пробурены 23 горизонтальные скважины (36% фонда), которые за весь период работы отобрали 3 186 тыс. т нефти, что составляет 83% от всей добычи по месторождению.

Распределение горизонтальных скважин по накопленной добыче нефти (рисунок 3) показывает, что на текущий момент 10 скважин характеризуются низкими отборами – до 50 тыс. т это скважины последних лет

бурения. К высокорентабельным можно отнести 8 скважин (35%), отбор по которым превысил 100 тыс.т.

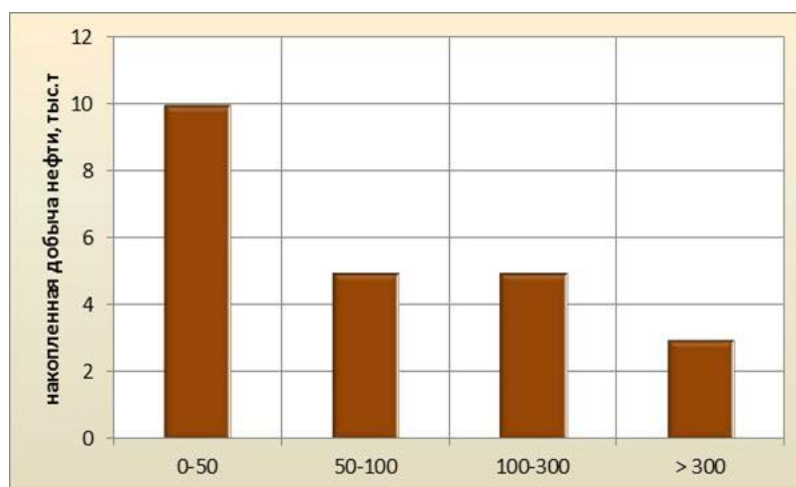


Рисунок 3. Распределение горизонтальных скважин месторождения по накопленным отборам нефти

Таким образом, бурение горизонтальных скважин можно считать апробированной технологией, показавшей высокую эффективность в условиях Северо-Янггинского месторождения. На прогноз рекомендуется бурить преимущественно горизонтальные новые скважины.

Библиографический список

1. Стрюков, Е. Г. Технология установки гравийного фильтра в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах [Текст] / Е. Г. Стрюков // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 4. – С. 78-81.
2. Технология бурения нефтяных и газовых скважин : в 5 т. [Текст] : учебник для студентов вузов в 5 т. Т. 3. / под общ. ред. В. П. Овчинникова. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. – 418 с.: ил.

ВЗАИМОСВЯЗЬ ОСНОВНЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ В ЗАЛЕЖАХ ПЛАСТОВ ГРУППЫ АЧ НА ГРАНИЦЕ ВАТЬЕГАНСКОГО ВАЛА И МОГУТЛОРСКОГО ПРОГИБА

Гулин А. Б., Бондарева Ю. В.
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть»
в г. Тюмени

Аннотация. В статье приведен анализ геофизических данных ачимовских отложений в пробуренных поисково-разведочных скважинах, про-

ведена корреляция скважин для определения скважины эталона, прослежена распространение эффективных толщин на участке работ.

Ачимовский нефтегазоносный комплекс, залегающий в основании разреза неокома, является объектом геолого-геофизического изучения на протяжении длительного времени. Продуктивные пласты ачимовских отложений (Ач) являются составной частью неокомского нефтегазоносного комплекса, который занимает главенствующее положение по величине доказанных запасов нефти и объемам ее добычи в центральной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Целенаправленный поиск залежей углеводородов в его составе велся попутно с нижезалегающими юрскими отложениями.

В качестве объекта исследования выбран район из шести лицензионных участков, особенностью которого является нахождение его на пяти тектонических элементах (Рисунок 1).

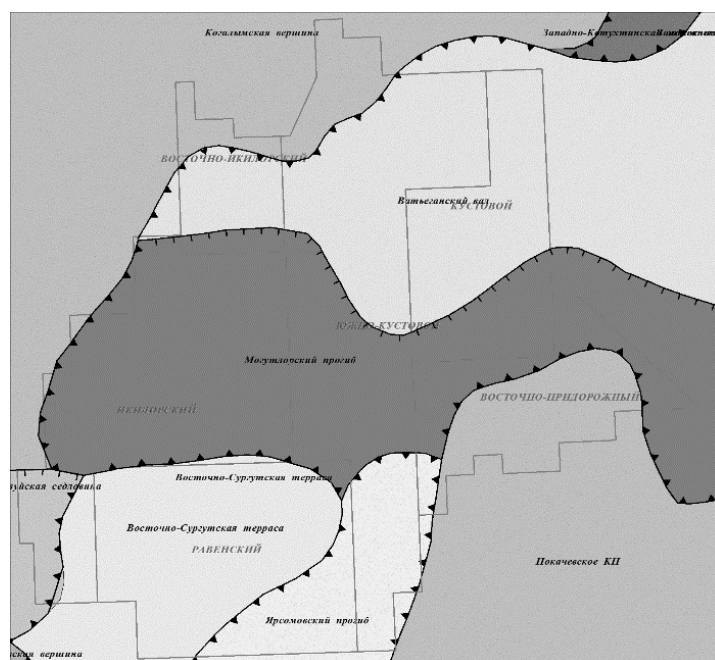


Рисунок 1. Структурно-тектоническая схема поверхности кристаллического фундамента Сибирской платформы

Целью работы является проследить взаимосвязь основных геофизических параметров в залежах пластов группы Ач на границе Ватъеганского вала и Могутлорского прогиба.

Для решения поставленной цели были сформированы следующие основные задачи исследования:

1. Построить структурную карту по кровле залегания ачимовских отложений.
2. Проследить распространение эффективных толщин на участке работ.

3. Провести корреляцию в скважинах для определения скважины эталона.

4. Проанализировать основные геофизические параметры коллекторов ачимовских отложений по материалам исследования кернового материала и геофизических исследований скважин (ГИС).

Существует несколько гипотез формирования ачимовской толщи.

В работе А.Е. Еханина и В.И. Шпильмана, закономерности распространения песчано-алевритовых образований определялись направленными морскими течениями в мелководном бассейне и морфологией дна бассейна.

В работе В.Н. Черноморского отложения толщи рассматриваются как аккумулятивные образования в виде передвигающихся баров и банок.

В работе В.И. Ермакова и др. толща представлена как образования пляжей, русел и т.д. Все работы в основном схожи в том, что ачимовская толща рассматривается в них как осадки, связанные с прибрежно-мелководными или континентальными образованиями. Стратификация отложений ачимовской толщи также выполнялась, исходя из мелководной субгоризонтальной модели их строения. При индексации продуктивных пластов ачимовской толщи в пределах различных нефтегазоносных районов им присваивались собственные индексы, например, в Сургутском районе – БС₁₆–БС₂₂, в Нижневартовском – БВ₁₆-БВ₂₀ и т.д.

В данной работе мы придерживаемся седиментационной клиноформной модели ачимовской толщи по А.Л. Наумову, согласно которой изохронные седиментационные поверхности в неокомских отложениях погружаются к баженовской свите в направлении от обрамления к центру седиментационного бассейна. Одновозрастные отложения имеют резкую дифференциацию и представлены вблизи источника сноса континентальными, далее – прибрежно морскими и мелководно-морскими, а вблизи центра бассейна – глубоководно-морскими фациями [1] (Рисунок 2).

Проведение внутрислоевой корреляции по данным ГИС и сейсморазведки является степенью контроля правильности выделения исследуемых пластов в межскважинном пространстве. Особенно это важно при проведении корреляции изменчивых по площади и глубине залегания клиноформных пластов.

Для детального представления распространения отложения ачимовской залежи были построены схемы корреляции скважин Восточно-Икилорского, Кустового и Восточно-Придорожного лицензионных участков.

Построенные корреляционные схемы в районе объекта исследований показали, что распространение залежи идет как в нижней, так и в верхней части отложения. Перепад абсолютных отметок кровли коллектора может варьироваться от 20 до 100 м

Физико-литологическая характеристика коллекторов ачимовских отложений по материалам керна и геофизических исследований скважин

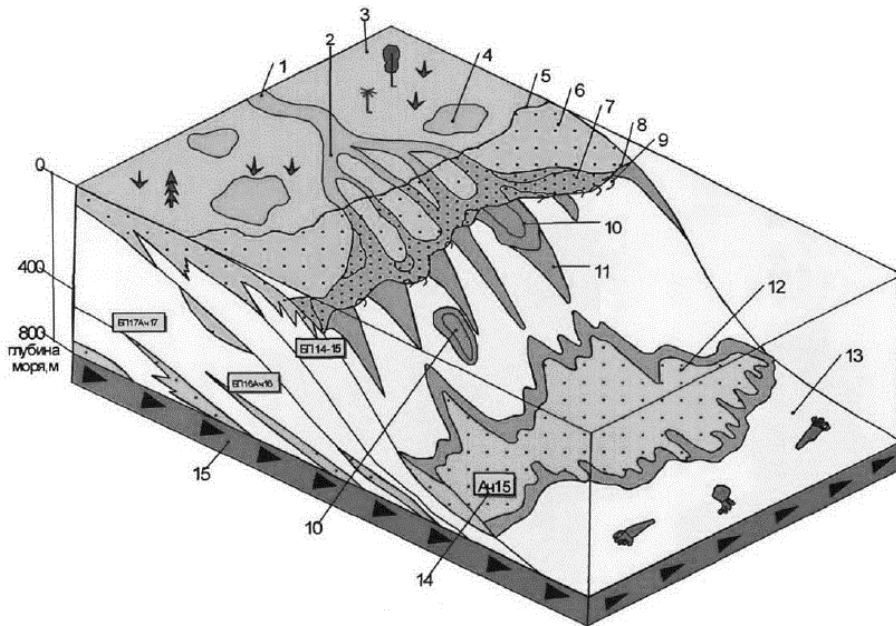


Рисунок 2. Палеогеоморфологическая схема формирования ачимовских отложений Западной Сибири

1 – река; 2 – дельта реки; 3 – суша; 4 – приморские озера; 5 – береговая линия; 6 – прибрежно-мелководная зона; 7 – бары открытого моря; 8 – бровка прибрежно-мелководной зоны; 9 – плоскостной смыв; 10 – оползни; 11 – каналы мутьевых потоков; 12 – песчано - алевритовые конусы выносов мутьевых потоков (турбидиты); 13 – дистальные гемипелагические илы; 14 – ачимовская толща; 15 – глубоководные глинисто-битуминозные отложения (баженовская свита J3v-K1 b)

Фонд поисково-разведочных скважин, вскрывших ачимовские отложения Кустового, Равенского, Восточно-Придорожного, Икилорского и Западно-Икилорского месторождений (в границах лицензионного участка), составляет 96, в 56 из которых были выделены коллекторы ачимовских отложений.

Граничные значения параметров фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по пластам Ач на Кустовом месторождении находятся в интервале: коэффициент пористости K_p – 16,1-21 %, коэффициент проницаемости $K_{пр}$ – 14 мД.

Критические сопротивления для пластов группы Ач – в пределах 5,1-10,7 Ом·м, так в скважине 257Р при сопротивлении 9,2 Ом·м получен приток жидкости с пленкой нефти, а в скважине 273Р при сопротивлении 5,6 Ом·м – вода.

Граничные значения параметров ФЕС по пластам Ач на Равенском месторождении находятся в интервале: K_p – 16,5-22,1 %, $K_{пр}$ – 7,8-22,1 мД.

Критические сопротивления для пластов группы Ач – в пределах 3,9-8,5 Ом·м, так в скважине 103Р при сопротивлении 8,4 Ом·м получен приток нефти, а в скважине 12Р при сопротивлении 4,5 Ом·м – вода.

Граничные значения параметров ФЕС по пластам Ач на Восточно-Придорожном месторождении: Кп – 11,9-18,6 %, Кпр – 1,3-3,5 мД.

Критические сопротивления для пластов группы Ач – в пределах 2,35-6,8 Ом·м, так в скважине 104Р при сопротивлении 6 Ом·м получен приток воды.

Для более полной картины об ачимовской толще проанализированы результаты изучения пород, слагающих интересующий нас объект (пласты группы Ач).

Отбор керна по пластам ачимовской группы производился на Кустовом и Равенском месторождениях. Исследования керна по пластам группы Ач выполнялись Центром исследования керна и пластовых флюидов Филиала «КогалымНИПИнефть» [2] и только по скважинам Равенского месторождения.

Доля скважин с отбором керна для продуктивных объектов составляет 16,7-100 %, однако, следует отметить очень низкую площадную изученность месторождения – по пластам Ач отбор керна произведен лишь из шести скважин.

В большинстве скважин определен стандартный набор петрофизических параметров (открытая пористость, абсолютная проницаемость, объемная плотность, водоудерживающая способность, карбонатность). Остальные виды обязательных исследований, таких как исследования литолого-минералогических свойств, прочностные и деформационные свойства, электрические свойства выполнялись на небольших коллекциях образцов и в гораздо меньшем количестве скважин, а радиоактивные свойства не определялись.

Последним и наиболее важным этапом изучения было построение структурной карты по кровле отложений ачимовской толщи.

На основе построения корреляционных схем, результатов интерпретации всех сейсморазведочных работ 2D-3D и с учетом данных по пробуренным скважинам была построена структурная карта по кровле ачимовских отложений.

Таким образом, в работе построены схемы корреляции, структурные карты по кровле коллектора ачимовских отложений, проанализирована характеристика коллекторов ачимовских отложений по материалам исследования кернового материала и геофизических исследований скважин. На основании этого сформированы следующие выводы и перспективы дальнейшей работы:

- Построена структурная карта по кровле коллектора ачимовских отложений, подтверждающая тектоническое строение.
- Объекты ачимовской толщи мало охарактеризованы керновым материалом, вследствие чего мало исследован керновый материал как количественно, так и по площади залежи в целом.

- Не во всех скважинах проведена интерпретация пластов группы Ач, что указывает на возможный пропуск продуктивных объектов. Следует провести переинтерпретацию всего фонда скважин по пластам группы Ач.

Библиографический список

1. Бородкин, В. Н. Модель формирования и текстурные особенности пород ачимовского комплекса севера Западной Сибири / В. Н. Бородкин [и др.]. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2011. – С. 5-11.
2. Обобщение и систематизация результатов лабораторных анализов керн и пластовых флюидов с целью планирования дополнительных исследований и подготовки ПТД по месторождениям ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» : отчет о результатах работ / ООО «КогалымНИПИнефть» ; отв. исполн. Г. В. Такканд. – Тюмень, 2010.

НЕСТАЦИОНАРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ, КАК МЕТОД УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Гуляев С. В.

Тюменский индустриальный университет

Аннотация: Текущее состояние разработки большинства месторождений требует новых подходов к увеличению нефтеотдачи пластов. В условиях высокой обводненности, неоднородностью коллекторов по проницаемости, остаточные подвижные запасы нефти удаётся вовлечь в разработку с помощью нестационарного заводнения.

На большинстве месторождений в Западной Сибири применяется заводнение пластов. Эффективность вытеснения нефти водой при обычной технологии заводнения, непосредственно, зависит от геологического строения коллектора. Эффект от такого заводнения крайне низкий. Это объясняется тем, что вытесняющая вода быстро прорывается по высокопроницаемым пропласткам или трещинам в добывающие скважины, что ведет к быстрому росту обводненности. Низкая нефтеотдача обуславливается малым охватом пласта заводнением. Исходя из этого, следует обратить внимание на гидродинамические методы увеличения нефтеотдачи, которые, к тому же, являются одним из эффективных и наиболее экономичных методов. К ним относят циклическое заводнение, изменение направления фильтрационных потоков, форсированный отбор жидкости. Все эти методы являются нестационарным заводнением.

Чтобы повысить эффективность заводнения неоднородных коллекторов, необходимо увеличить текущее значение коэффициента охвата

пласта заводнением, за счет внедрения воды в малопроницаемые нефтенасыщенные участки. Это можно осуществить с помощью метода нестационарного заводнения, теоретическое обоснование которого дано М.Л.Сургучевым, А.А.Боксерманом и другими исследователями [1].

Физический смысл метода нестационарного заводнения заключается в попеременном изменении режима нагнетания воды в пласт по группам нагнетательных скважин с целью создания в нем нестационарных перепадов давления и изменения направлений фильтрационных потоков для вовлечения в разработку прослоев, ранее не охваченных заводнением. При нестационарном заводнении в одно и то же время протекают два процесса вытеснения нефти из пласта, характерные для методов циклического заводнения и изменения направления фильтрационных потоков.

Физическая сущность циклического заводнения представляет совокупность двух неразрывно связанных процессов: 1) внедрение воды в низкопроницаемые пропластки из высокопроницаемых; 2) удержание воды в низкопроницаемых пропластках [2]. Обязательное условие для проведения циклического заводнения: наличие гидродинамической связи между высокопроницаемым и низкопроницаемым пропластками. На рисунке 1 схематично показаны принципы возникновения перетоков при проведении циклического заводнения.

Практически всегда нестационарному заводнению сопутствует изменение направления фильтрационных потоков, что приводит к одновременному увеличению охвата пласта заводнением как по толщине, так и площади.

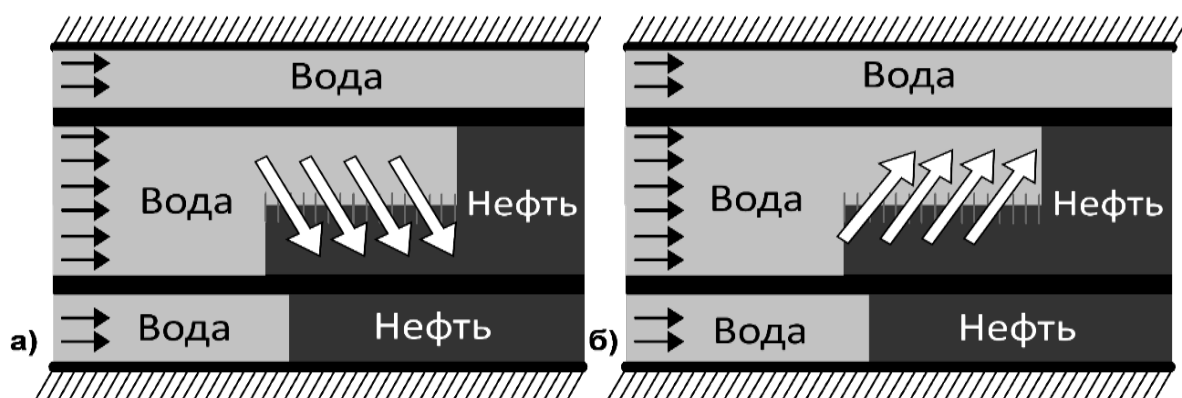


Рисунок 1. Схематическое изображение зоны эффективных для циклического заводнения вертикальных перетоков:

- а) 1 полуцикл: закачка воды; б) 2 полуцикл: остановка нагнетательной скважины или увеличение отбора на добывающей скважине

Физическая сущность изменения направления фильтрационных потоков представляет изменение по величине и направлению градиенты давления, за счет перераспределения отборов и закачки между скважинами [3]. На рисунке 2 приведена одна из возможных схем изменения фильтрационных потоков.

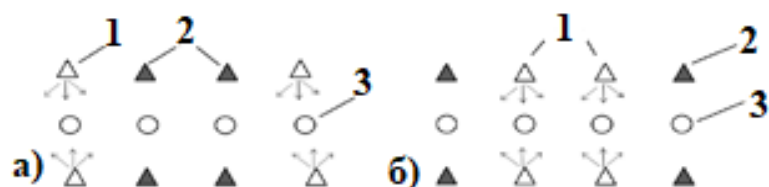


Рисунок 2. Схема изменения направления фильтрационных потоков:
 а) работа первой группы нагнетательных скважин; б) остановка первой группы скважин, работа второй группы нагнетательных скважин;
 1 – работающие нагнетательные скважины, 2 – неработающие нагнетательные скважины, 3 – добывающие скважины

Применение нестационарного заводнения позволяет снижать текущую обводненность, увеличивать охват пластов заводнением, поддерживать достигнутый уровень добычи нефти. Метод применим для нефти малой и средней вязкости, но наибольший эффект может быть получен при вытеснении маловязкой нефти в песчаных коллекторах. Применение этого метода рекомендуется на объектах с большими остаточными запасами подвижной нефти, где по данным текущего геолого-промыслового анализа наблюдается резкое ухудшение процесса вытеснения и прогрессирующее обводнение скважин. Высокий прирост нефтеотдачи можно достичь и на последней стадии разработки, однако, чем позднее стадия, на которой осуществляется изменение направления потоков, тем больше необходимо отобрать жидкости для достижения одного и того же прироста нефтеотдачи. Из этого следует, что для успешного применения технологий необходимо усовершенствовать подходы к обоснованию выбора участков на эксплуатационных объектах, используя современные методы исследования (например, трассерные).

Так, на Северо-Покачевском месторождении в период с 24.09.2014 по 08.12.2014 были проведены трассерные исследования на участке скважины № 2070, который включал в себя нагнетательную и 4 реагирующие скважины. Результаты исследований свидетельствуют о недостаточно высокой эффективности процесса вытеснения и высокой активности высокопроницаемых зон пласта. Для ограничения объемов закачиваемой воды, чтобы снизить обводненность продукции скважин №№ 2061, 2069, 2080, 2081 и повысить эффективность процесса вытеснения на исследованном участке, было рекомендовано применить выравнивание профилей притоков нагнетательных скважин, и ограничить приток по каналам с высокими фильтрационными свойствами, с целью вовлечения в разработку низкопроницаемых прослоев на этом участке эксплуатационного объекта.

Заключение: Нестационарное воздействие необходимо реализовывать избирательно, с учетом неизвлеченных запасов подвижной нефти в низкопроницаемых прослоях и в тупиковых зонах, неохваченных вытеснением при существующей системе заводнения.

Библиографический список

1. Сургучев, М. Л. Циклическое воздействие на неоднородные нефтяные пласты / М. Л. Сургучев, И. Н. Шарбатова. – Москва : Недра, 1988. – 121 с.
2. Гуляев, В. Н. Исследование и обоснование выбора участков на эксплуатационных объектах для применения гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук: 25.00.17 / Гуляев Вячеслав Николаевич. – Тюмень, 2015. – 139 с.
3. Физические основы разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи : Учебное пособие / Коротенко В. А [и др.]. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. – 104 с.

Научный руководитель – Коротенко В. А., канд. техн. наук, доцент

ОБОБЩЕНИЕ ОПЫТА ОПР И ФОРМИРОВАНИЕ СТРАТЕГИИ РАЗРАБОТКИ ОТОРОЧКИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

Джамалутдинов А. Б., Кривова Н. Р.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

В последнее время в структуре российских запасов углеводородов значительно увеличилась доля трудноизвлекаемой, высоковязкой нефти, именно поэтому темой данной работы послужило формирование стратегии эффективной разработки залежи пласта, представленной обширной газовой шапкой с высоковязкой нефтяной оторочкой, полностью подстилаемой водой, путем обобщения результатов опытно-промышленных работ.

В качестве исследуемого объекта был выбран пласт покурской свиты ПК1-2 месторождения Западной Сибири. Данный пласт содержит около 70% начальных геологических запасов всего месторождения, но из-за трудности извлечения нефти накопленная добыча обеспечила всего 0,0004 д.ед. текущего КИН. Объект находится в начальной стадии разработки и эксплуатируется на естественном режиме.

Пласт ПК1-2 (рис 1.) представляет собой газонефтяную, массивную, водоплавающую залежь размером 31 x 8.5 км, слабоконсолидированный коллектор. Средняя общая толщина равна 98.2 м, из них 20.5 м средняя газонасыщенная и 8.6 м нефтенасыщенная толщины. Вязкость нефти в пластовых условиях составляет 377 мПа·с.

На разработку данного объекта влияют множество осложняющих геологический факторов, основные из них это:

- Высокая вязкость нефти (низкий КИН, низкие дебиты ННС, низкая расчетная эффективность заводнения).

- Несцементированный коллектор (вынос песка в продукцию скважин, засорение фильтра и ствола скважин, необходимость применения дорогостоящих систем заканчивания (фильтров)).
- Контактность запасов (конусообразование, прорыв воды и газа, необходимость ограничения депрессий, низкий охват разреза выработкой, бурение горизонтальных скважин).
- Неоднородность пласта по разрезу и площади (значительные риски при бурении скважин, низкий охват пласта системой разработки).

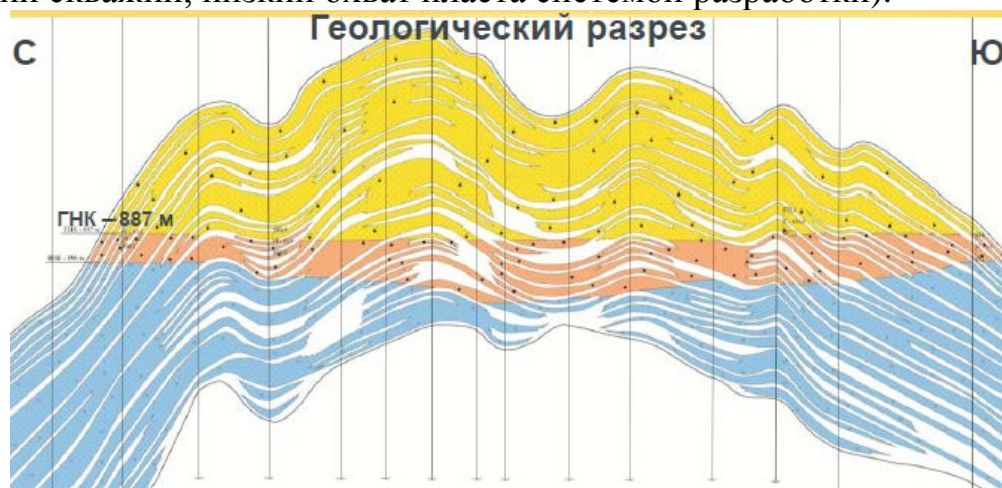


Рисунок 1. Геологический разрез пласта ПК1-2

С целью изучения различных способов эксплуатации скважин, (изучение возможности бурения горизонтальных скважин большой длины, использование вытесняющего агента с различными температурами, рассмотрены варианты разработки, как на естественном режиме, так и с барьерным заводнением в область ГНК) на объекте в период с 2005 по 2007 год было решено провести ОНР на участках, представленных на рис. 2.

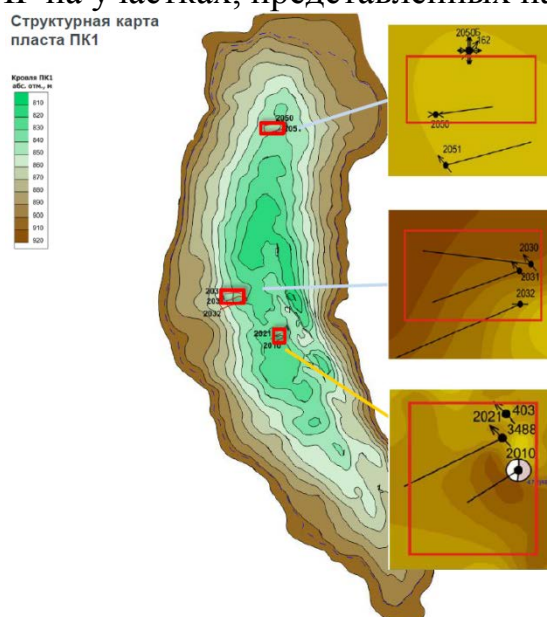


Рисунок 2. Участки опытно-промышленных работ в период с 2005 по 2006 гг.

На первом участке ОПР планировалось пробурить 4 скважины (2 добывающие и 2 нагнетательные), длина горизонтального ствола 1000 м, расстояние между скважинами 100 м.

В 2005 году в центральной части залежи были пробурены две горизонтальные добывающие скважины №1, №2 (рис. 3), входной дебит нефти первой составил 15 т/сут, у скважины №2 по нефти 75 т/сут, по жидкости – 111 т/сут. Но в связи с прорывом воды через два месяца работы (обводненность выросла с 30% до 99%) скважина была остановлена. Вследствии чего нагнетательные скважины пробурены не были.

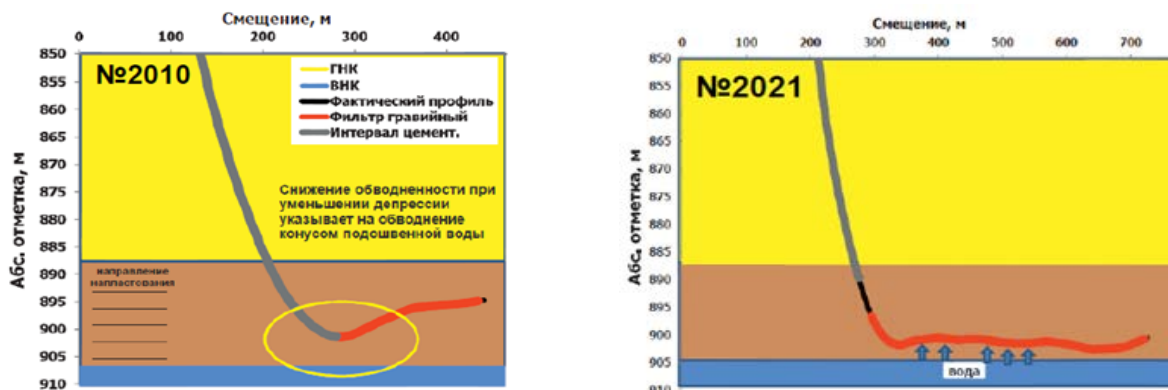


Рисунок 3. Профиль проводки пробуренных скважин

На участке другого куста планировались: испытание технологии вытеснения нефти паром, пробная эксплуатация добывающих скважин с длиной горизонтального участка 1000 м. Расстояние между стволами добывающих скважин – 300 м, между которыми бурятся горизонтальные нагнетательные скважины с длиной забоя 800 м. Плотность сетки скважин 21 га/скв.

В рамках опытно-промышленных работ были пробурены 3 добывающие скважины (рис. 4). Скважина №3 пробурена в ноябре 2007 г. с входным дебитом по нефти 15 т/сут при обводненности 2%, остановлена в июле 2008 г. Входной дебит нефти скважины №4, пробуренной в июле 2007 г., составил 81 т/сут при обводненности 10% (остановлена в июле 2009 г.). По скважине №5, пробуренной в августе 2007 г., входной дебит нефти составил 30 т/сут при обводненности 2% (остановлена в июле 2009 г.). Все скважины остановлены из-за прорыва газа и снижения продуктивности, ввиду чего работы на данном участке были приостановлены.

На участке еще одного куста, где отмечаются относительно малые нефтенасыщенные толщины, планировалось оценить продуктивность и приемистость скважин и провести пробную эксплуатацию добывающих скважин с длиной горизонтального участка 1000 м. Расстояние между стволами добывающих скважин – 400 м, между которыми бурятся вертикальные нагнетательные скважины. Плотность сетки скважин 11 га/скв.

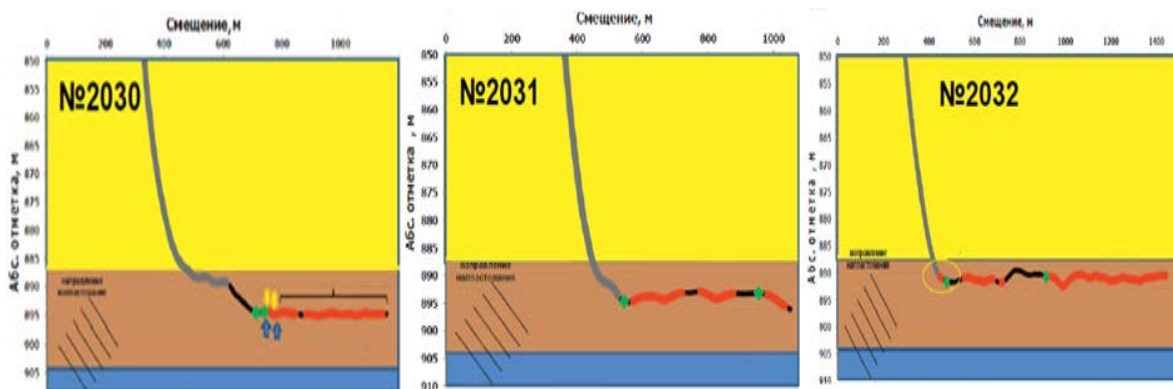


Рисунок 4. Профиль проводки пробуренных скважин

В 2007 были пробурены две добывающие скважины (рис. 5). По скважине №6 сразу был получен прорыв воды (входной дебит нефти 1,3 т/сут при обводненности 97%). В феврале 2008 года скважина была остановлена из-за обводнения. Скважину №7 в декабре 2007 г. не удалось запустить из-за прорыва газа. Таким образом, в районе данного куста опытно-промышленные работы также выполнены не были в связи с коротким временем эксплуатации скважины.

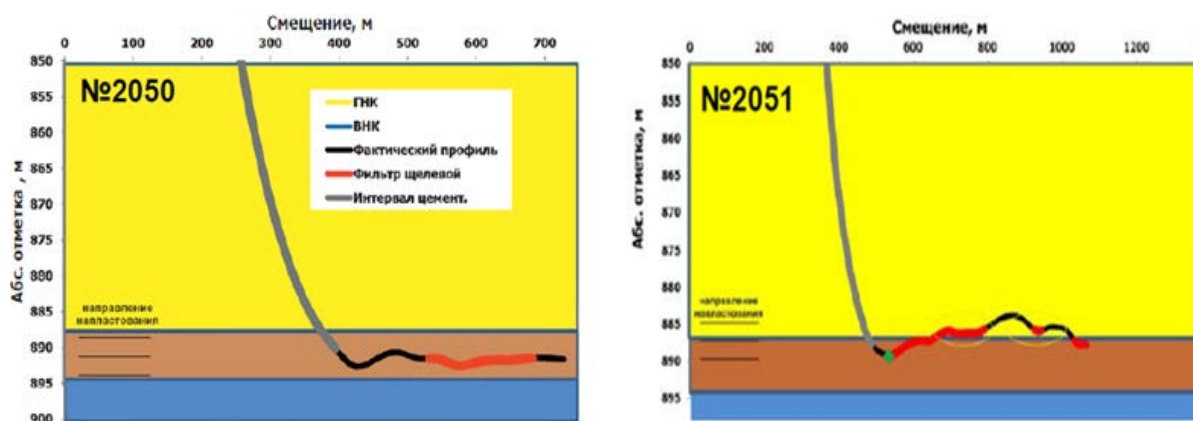


Рисунок 5. Профиль проводки пробуренных скважин

По проведенным ОПР были выявлены факторы влияющие на эффективность горизонтальных скважин (табл. 1)

По полученным данным было выявлено, что только скважина №1 удовлетворяет все эти факторы, собственно поэтому она единственная с длительным периодом работы.

Из основного следует отметить, что залегание слоев должно быть пологим и причины неудач в данном случае в основном технические, когда профиль проводки был близко к ВНК или ГНК.

С целью выявления дальнейшей стратегии разработки в 2014 году было решено провести опытно-промышленные работы на двух участках (рис. 6).

Основные факторы эффективности горизонтальных скважин

Факторы		Скважины						
		№1	№2	№3	№4	№5	№6	№7
Геологические	Мощность	10м	10м	10м	11м	12м	5м	5м
	Связь по латерали с ГШ	Нет	Нет	Есть	Есть	Есть	Нет	Нет
	Залегание слоев	Пологое	Пологое	Крутое	Крутое	Крутое	Пологое	Пологое
Технические	Траектория ГС	Середина	близко к ВНК	Середина	Середина	Середина	близко к ВНК	близко к ГНК
	Траектория отн. наплостования	Вдоль	Вдоль	Поперек	Поперек	Поперек	Вдоль	Вдоль
	Цементирование	До фильтра	Частично	Частично	Частично	Частично	Частично	Частично
	Способ заканчивания	Гравий	Щелевой	ФГС	ФГС	ФГС	Щелевой	Щелевой

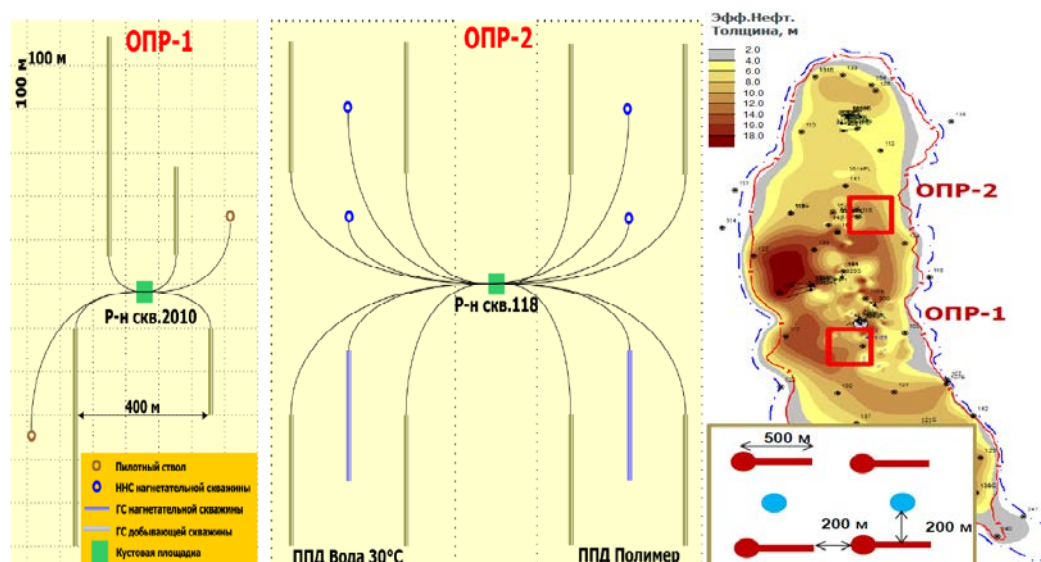


Рисунок 6. Участки опытно-промышленных работ

Фонд скважин первого участка: 4 добывающие горизонтальные скважины. Период реализации с 2014 по 2018 гг. Фонд скважин второго участка: 14 скважин, в т.ч. 8 горизонтальных добывающих, 6 - нагнетательных (2 ГС). Период реализации с 2021 по 2015 гг.

Концепция планируемых работ на первом участке:

- Участок проведения ОПР: центральная часть залежи, район с наилучшими показателями по добыче.
- Зона выдержанных нефтенасыщенных толщин (до 12м), наличие глинистой перемычки между газом и нефтью.
- Бурение горизонтальных добывающих скважин с гравийной набивкой.

- Оработка технологии строительства (проводки) скважин, технологии заканчивания.
- Оптимальный комплекс при бурении (кern, расширенный комплекс ГИС, отбор проб) для получения критичных данных.
- Расчетные стартовые дебиты нефти: 25 т/сут.
- Определение режима эксплуатации при добыче высоковязкой нефти, рисках прорыва газа и воды.

В рамках данных ОПР были пробурены 4 горизонтальных добывающих скважины с входным дебитом нефти на уровне 10 т/сут и обводненностью менее 5%.

Следует отметить, что ожидаемая добыча нефти вышла в два раза меньше проектной, в связи с не подтверждением продуктивности скважин. Снижение продуктивности относительно расчетной обусловлено: более низкими проводимостями пласта, по сравнению с ГДМ в зоне бурения; меньшей эффективной длиной ГС за счет высокой расчлененности; вязкость нефти выше принятой для проектирования.

Несмотря на это цель, ОПР была достигнута, получен безводный и безгазовый приток нефти. В связи с этим были выявлены факторы, которые необходимо соблюдать при дальнейшем бурении объекта ПК1-2:

- Наличие мощных нефтенасыщенных толщин.
- Залегание пропластков параллельно контактам ГНК и ВНК (пологая структура).
- Наличие зон отсутствия контакта с водой и газом по напластованию.
- Высокое переслаивание между контактами, либо наличие мощной глинистой перемычки для предотвращения прорывов газа и воды.
- Хорошая изученность транзитным фондом.
- Выбор зон с низкими газонасыщенными толщинами газовой шапки пласта ПК1-2.
- Исключение областей с тектоническими нарушениями.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕРМОГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО СИМУЛЯТОРА С ЦЕЛЮ КОЛИЧЕСТВЕННОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПЕРЕТОКОВ

Дитковский К. С.

Тюменский индустриальный университет

На Ханты-Мансийском автономном округе Тюменской области располагаются нефтегазовые месторождения Северо-Даниловское, Тальниковое и др. Многие из них имеют мультифазное строение пласта на которых находятся много скважин с заколонными перетоками, для их устранения часто применяются ремонтно изолиционные работы основываясь по за-

ключением промыслово геофизическими заключениям, смоделированные геофизиками.

Рассматривается задача, определение перетоков на количественном уровне в добывающих и нагнетательных скважинах.

На текущий момент нет конкретных критериев для определения целесообразности РИР (ремонтно-изоляционные работы), так как не известно в какой именно пласт будет поступать заколонная жидкость, до текущего момента не было инструмента определить количественную работу перетока которая показана на (рисунке 1).

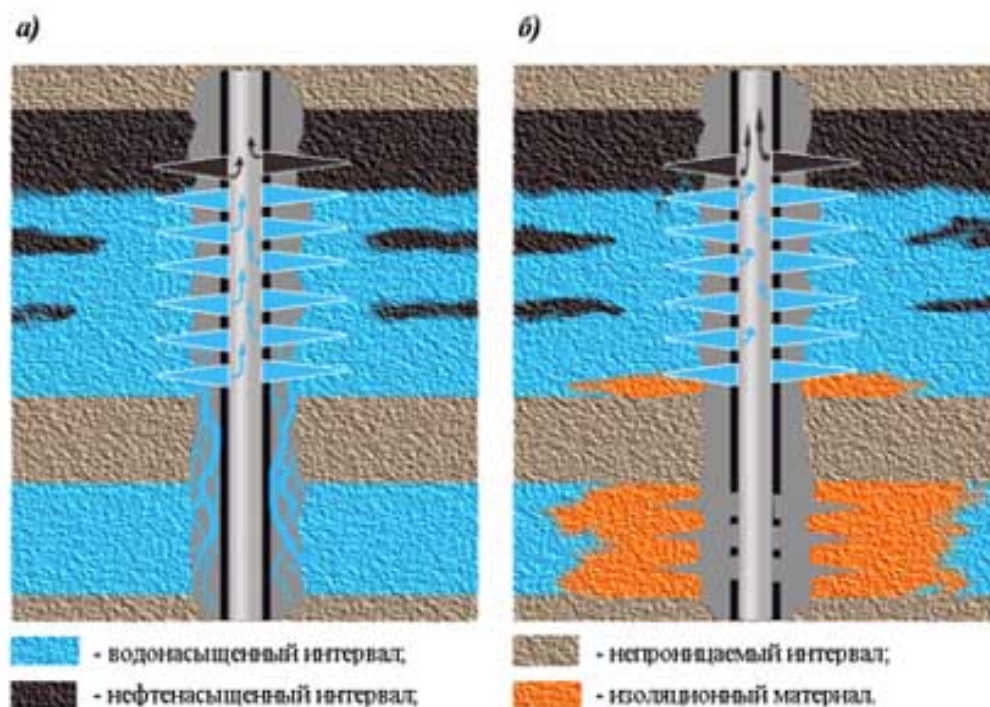


Рисунок 1. Состояние призабойной зоны скв. 7456 Тальниковое месторождения до РИР (а) и после (б)

Недавно на рынке услуг появился сервис, занимающийся как интерпретацией новых, так и переинтерпретацией уже имеющихся промыслов геофизических исследований, с помощью симуляторов, один из которых является программно-методический комплекс Gинеро. С его помощью можно определить не только работающие интервалы, но и уверенно построить профиль притока, определить наличие перетока их долю, гидродинамические параметры на каждый работающий интервал.

Программно-методический комплекс (ПМК) Gинеро реализует математическое моделирование полей давления и температуры, а также движение флюида (2 фазы) нефть-вода, вода-газ или газ-вода. Определяется по стволу в скважине, по цементному камню, в призабойной зоне, в пласте.

Процесс интерпретации в ПМК Gинеро (рассматриваемые на рисунке 2), который происходит по двум заданным задачам:

1. Прямая задача. Задаются входные параметры (входной сигнал): забойное давление (депрессия) либо дебит скважины.

Предполагаем параметры системы: проницаемость, скин-фактор, пластовое давление, движение флюида в работающих интервалах, работающие интервалы, наличие перетоков и их доля.

И за счёт этого мы получаем на выходном сигнале температуру и давление, или температуру дебит.

2. Обратная задача. Имея результаты входного сигнала и выходного сигнала, мы получаем обратную систему.



Рисунок 2. Сравнение модельных кривых с фактически замеренными

Получив выходной модельный сигнал, сравниваем его с выходным сигналом замеренным. Если модельный и замеренный сигналы равны, то искомая и смоделированная системы равны. Следовательно, параметры, заданные в модельной системе, совпадают с параметрами истинными, которые есть в скважине.

Проведя интерпретацию в ПМК Ginero на 7 скважинах, из них 6 показали положительный результат по определению заколонного перетока и 1 требует дополнительный геолого-промысловый анализ.

ПМК «Ginero» на обработанных скважинах показали приемлемые результаты, которые совпали со стандартным комплексом, противоречивых результатов не получено.

Библиографический список

1. Рамазанов, А. Ш. Термогидродинамические исследования в скважине для определения параметров прискважинной зоны пласта и дебитов многопластовой системы [Текст] / А. Ш. Рамазанов, Р. А. Валиуллин, А. А. Садретдинов // Нефтегазовая техническая конференция. – 2010. – С. 21-34.
2. Количественная интерпретация нестационарных температурных данных в многопластовой скважине на основе температурных симуляторов – SPE 171233-RU [Текст] / Р. А. Валиуллин [и др.]. // Техническая нефтегазовая конференция SPE по разведке и добыче. – Москва : ВДНХ, 2014. – 24 с.

Научный руководитель - Юрецкая Т. В., канд. техн. наук, доцент.

ОЦЕНКА ХАРАКТЕРА ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ СЕВЕРО-ОРЕХОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Дягилев В. Ф., Бабюк Г. Ф.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Анализ системы взаимодействия добывающих скважин между собой проводился для выявления таких скважин, отключение которых не привело бы к общему снижению выработки запасов и отборов нефти по участку ближайшего окружения. Поскольку существует факт взаимодействия добывающих скважин в виду наличия общих областей дренирования, характера влияния закачки воды и т.д., возможно наличие таких добывающих скважин, для которых отборы нефти по окружению (возможно, не всему) приводят к отрицательным последствием. Для выявления подобных скважин по взаимодействующим парам необходимо определить два вектора: к одной и к другой скважине. При этом необходимо, чтобы вся сумма векторов (оценок подтока) к искомой добывающей скважине от других добывающих скважин была меньше суммы векторов от нее к ближайшим (оценок оттоков). Отмеченное условие достаточно редко, поскольку в большинстве своем, по добывающим скважинам итоговый вектор подтока всегда выше вектора оттока (исключая лишь некоторые направления).

Для оценки системы взаимодействия добывающих скважин друг с другом по каждой добывающей скважине созданы матрицы входных и выходных параметров по динамике технологических показателей за последние 24 месяца. Выполнены расчеты параметров математических моделей, рассчитаны векторы подтока и оттока по ближайшим скважинам. Для каждой скважины проведено суммирование результирующих векторов подтока от ближайших скважин и оттока к ближайшим добывающим скважинам. Результаты расчетов представлены в таблице. Выполненные расчеты

позволили выявить добывающие скважины, для которых выполняется условие превышения векторов оттока. Скважины-кандидаты под перевод/ликвидацию соотнесены с картами проницаемости, абсолютной отметки кровли продуктивных пластов, объемов слабодренлируемых запасов окружения, рассчитанных по ближайшему окружению (по добывающим скважинам), для выявления возможности перевода под закачку для повышения коэффициента охвата заводнением. В таблице 1 представлены выявленные добывающие скважины, по которым суммарный вектор подтока меньше суммарного вектора оттока.

Анализ взаимодействия добывающих скважин позволил выявить, ряд скважин для которых суммарный вектор оттока к окружающим скважинам выше суммарного вектора подтока, по некоторым из них более, чем на 50% (выделены в табл. 1).

Соотнесение выявленных по анализу сумм векторов скважин с данными направлений влияния закачки на отборы по нефти, концентрации извлекаемых запасов нефти по влияющим направлениям (см. рисунки б) позволили подтвердить возможность отключения скважины 342 и остановки скв.145 по пласту А₁₋₃.

Таблица № 1

Скважины-кандидаты	% воды	Qост. извл	Скважины, добывающие их запасы:	Превышение суммарным вектором оттока, % (от вектора оттока)	Мероприятие
Пласт А ₂₋₁					
145	97	6585	129, 161	65	
149	98	7761	167	57	
161	97	20045	179	56	
244	96	20545	155, 153	27	
253	98	29351	155, 244	46	
344	83	643	314	61	
601	79,6	4384	342, 604	49	
604	86	32325	347	27	
Пласт А ₁₋₃					
133	98	1816	149, 566Б	58	
145	97	1527	129, 161	67	
149	98	1827	167	17	
161	97	5310	179	38	
181	98	3966	196, 198	84	
194	93	1860	179, 208	77	
208	98	1905	196	18	
342	91	-	601	74	отключение
344	83	2465	314	52	
363	98	25429	270	32	
Пласт Ю ₁₋₁					
330	96	9330	5П	83	

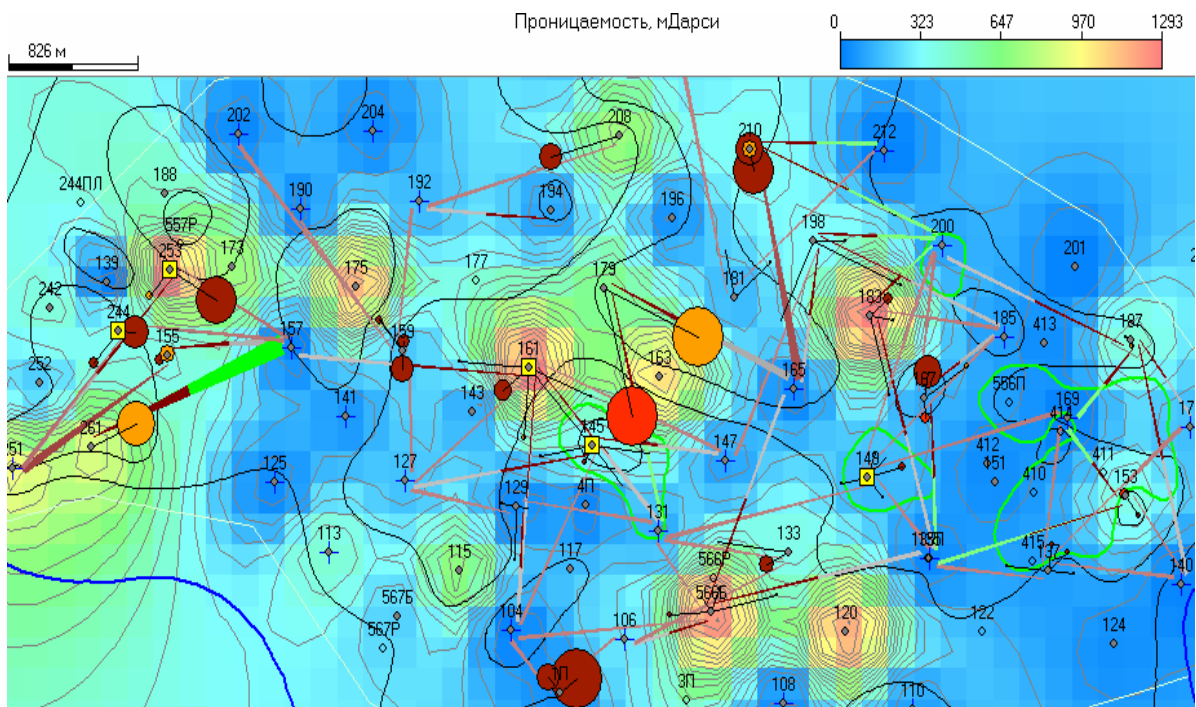


Рисунок 1. Соотнесение карты проницаемости, положительного влияния закачки на отборы по нефти и концентрации остаточных извлекаемых запасов нефти по пласту А₂₋₁ Северо-Ореховского месторождения

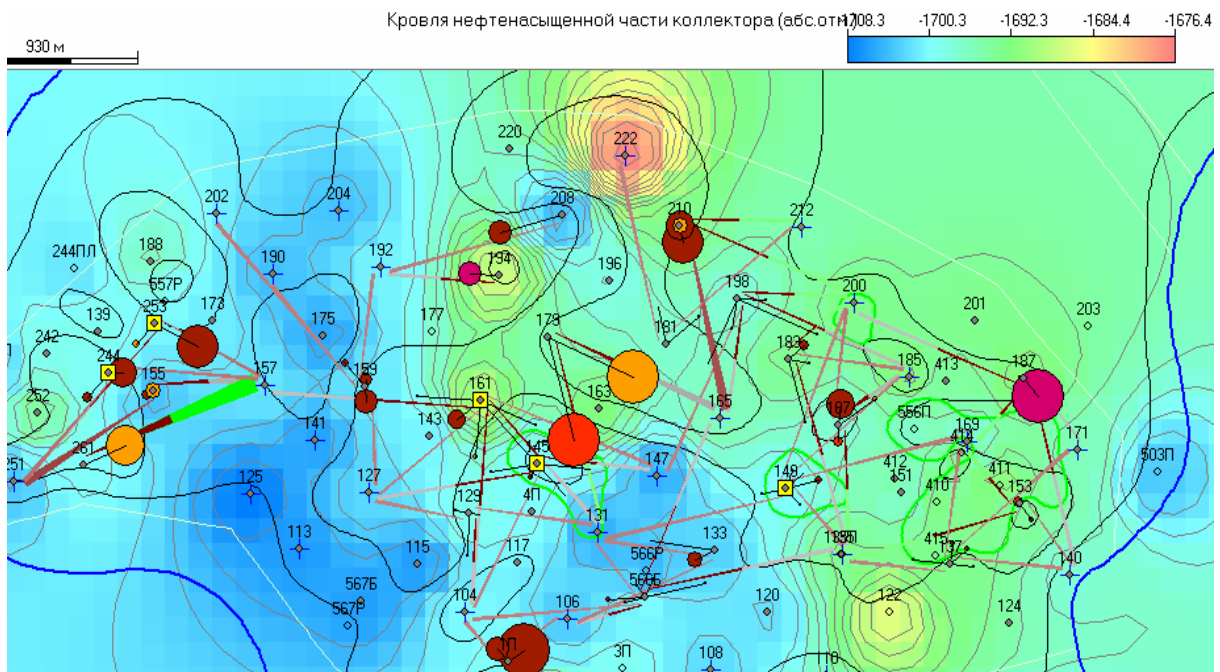


Рисунок 2. Соотнесение карты абсолютной отметки кровли, положительного влияния закачки на отборы по нефти и концентрации остаточных извлекаемых запасов нефти по пласту А₂₋₁ Северо-Ореховского месторождения

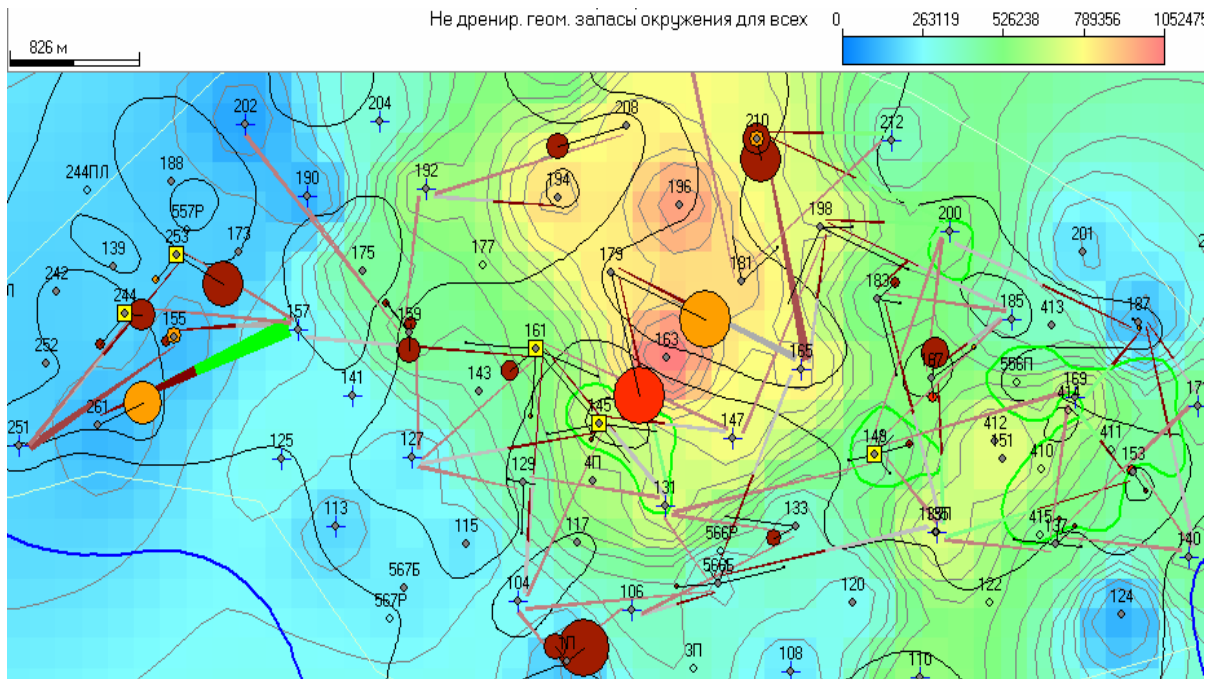


Рисунок 3. Соотнесение карты не дренируемых запасов окружающих скважин, положительного влияния закачки на отборы по нефти и концентрации остаточных извлекаемых запасов нефти по пласту А₂₋₁ Северо-Ореховского месторождения

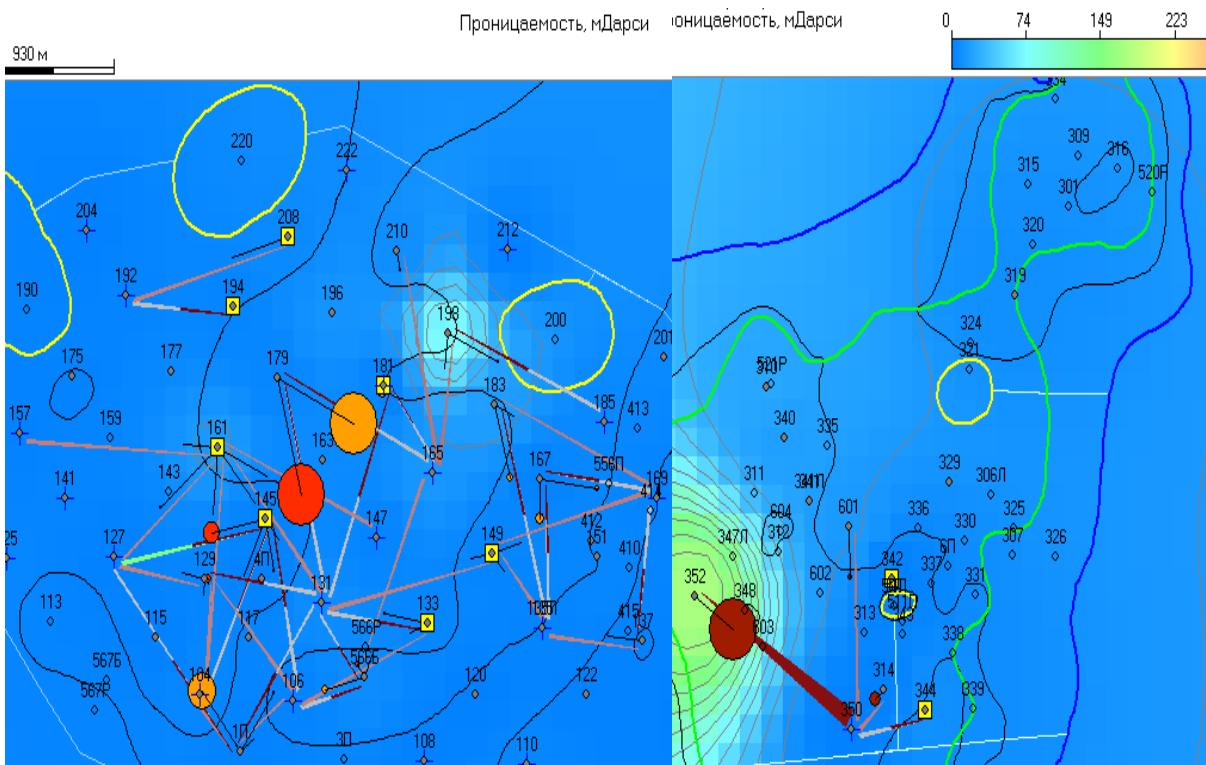


Рисунок 4. Соотнесение карты проницаемости, положительного влияния закачки на отборы по нефти и концентрации остаточных извлекаемых запасов нефти по пласту А₁₋₃ Северо-Ореховского месторождения

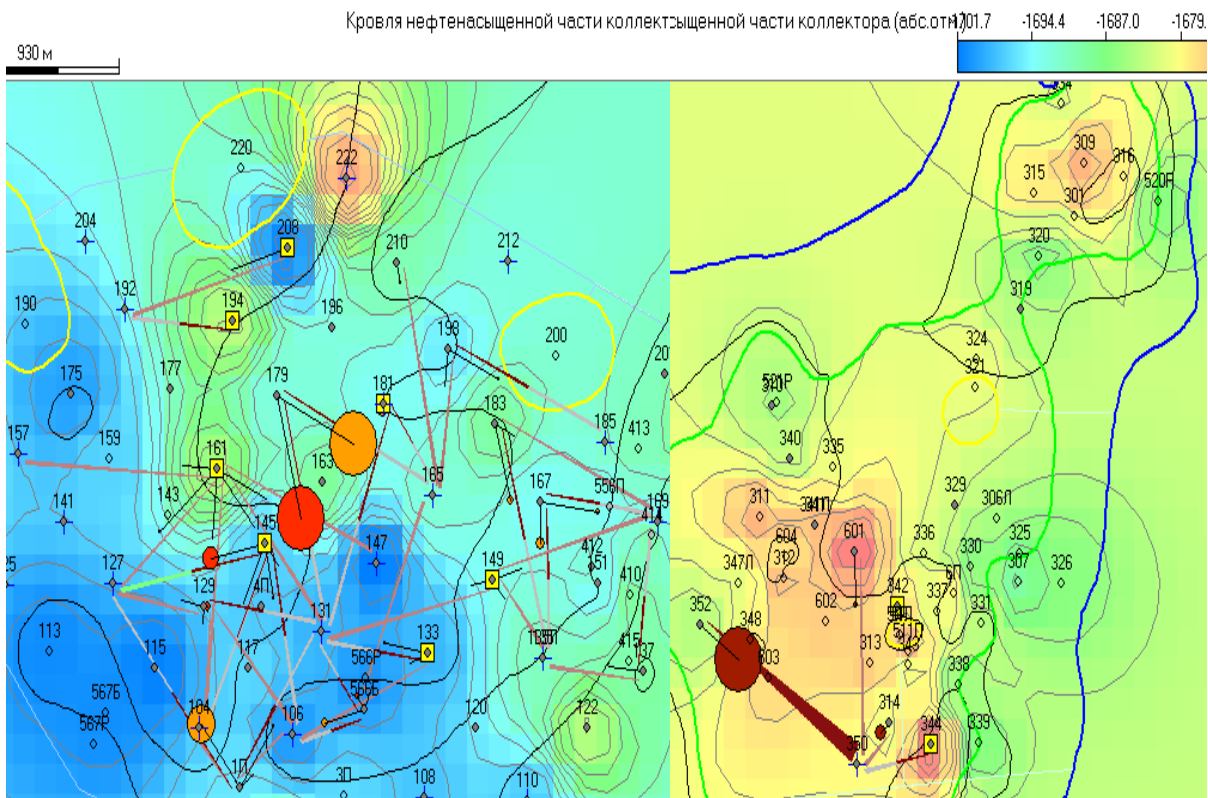


Рисунок 5. Соотнесение карты абсолютной отметки кровли, положительного влияния закачки на отборы по нефти и концентрации остаточных извлекаемых запасов нефти по пласту А₁₋₃ Северо-Ореховского месторождения

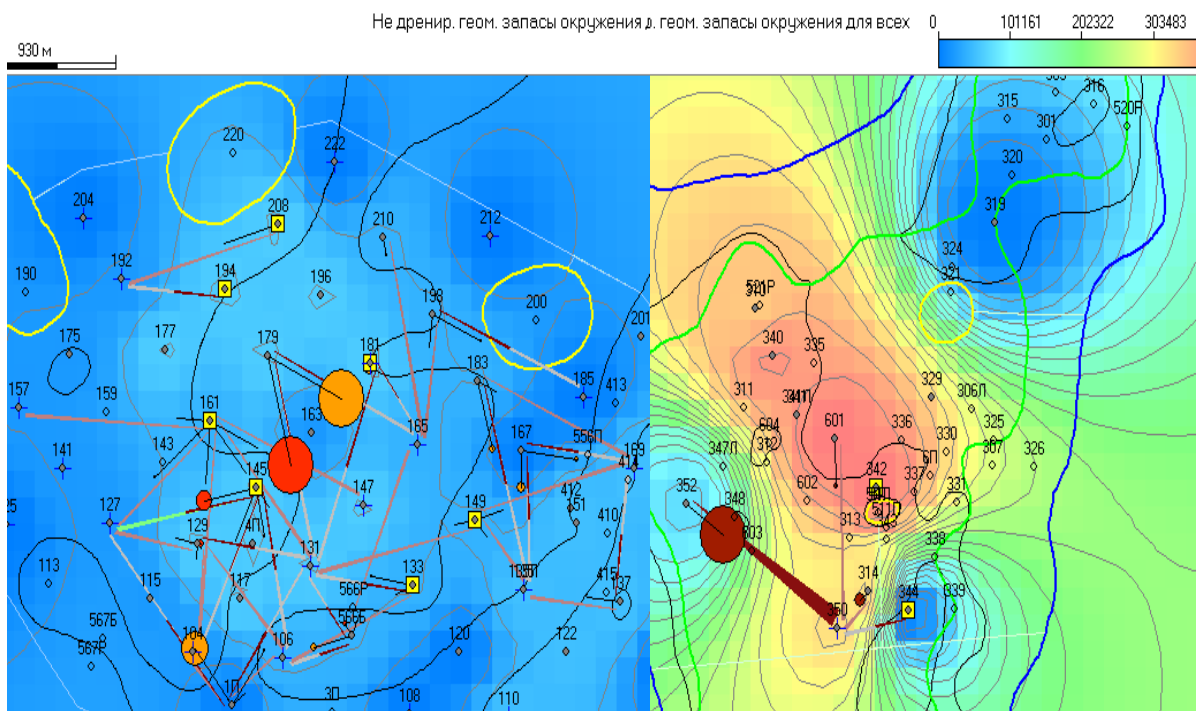


Рисунок 6. Соотнесение карты не дренируемых запасов окружающих скважин, положительного влияния закачки на отборы по нефти и концентрации остаточных извлекаемых запасов нефти по пласту А₂₋₁ Северо-Ореховского месторождения

Библиографический список

1. Габитов, Г. Х. Многомерный статистический анализ с целью оптимизации комплексных обработок призабойной зоны пласта и прогноза их эффективности для месторождений НГДУ «Краснохолмскнефть» / Г. Х. Габитов, В. Е. Андреев, Р. М. Каримов // Нефтепромысловое дело. - 2005. - № 4. - С. 34-40
2. Некрасов, В. И. Исследование влияния параметров геологической неоднородности на эффективность реализуемой системы воздействия на примере основных объектов разработки Повховского и Ватъеганского месторождений. Геология и проблемы разработки месторождений углеводородов / В. И. Некрасов, Н. Ш. Хайредин, Р. М. Каримов // Сборник научных трудов. – Уфа : УГНТУ. - С. 36-41

ОЦЕНКА ХАРАКТЕРА ВЛИЯНИЯ ЗАКАЧКИ НА ОТБОРЫ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ОБЪЕКТА А₁₋₃ СЕВЕРО-ОРЕХОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Дягилев В. Ф., Бабюк Г. Ф.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовск

Расчеты проводились по пласту А₁₋₃ по западному куполу. Были выполнены расчеты параметров математических моделей, рассчитаны векторы подтока от направлений влияния закачки – для добывающих скважин и векторы оттока к отбирающим скважинам – для нагнетательных скважин. Кроме того, выполнены оценки компенсации отборов закачкой для очагов влияния нагнетательных скважин и зон добывающих скважин. Данные результатов представлены на рисунках 1 - 7 и таблицах 1- 3.

Пласт А₁₋₃. Судя по картам кровли пластов, проницаемости и характера влияния закачки на отборы по жидкости можно отметить, интенсивность и вектор влияния закачки в значительной степени обусловлен структурным планом пласта, поскольку проницаемость по большинству скважин пониженная и мало отличается по площади. Положительные вектора влияния на отборы по жидкости соотносятся с восходящим, положением структурного плана. Из общей картины выбивается скв. 352 с повышенной проницаемостью (см. рисунок 5). Характер влияния закачки воды на отборы по нефти не определяется ни структурным планом, ни плотностью текущих запасов нефти. Встречаются направления с унаследованным видом влияния векторов при последующем (от добывающей скважины) их продолжении. Карта соотношения интенсивности и направления влияния закачки на отборы по нефти с удельной плотностью текущих запасов нефти представлена на рисунке 6.

Таблица № 1

Распределение действующего фонда скважин относительно текущей компенсации отборов закачкой

Действующие скважины	Характер компенсации отборов закачкой	Компенсация Отборов закачкой	Qост. извл, т.	фв., %	фв-КИиЗ, %
601, 314, 344, 129, 1П, 137, 194, 145, 179, 133	отрицательная закачка	меньше 0	63746	87	13.7
210	недокомпенсированные	0-60	8090	97.8	16.9
181, 198	нормальная компенсация	95-150	5405	99	14.5
149, 183, 208, 352, 161, 566Б	перекомпенсированы	более 150	135446	94.6	14

Результаты определения компенсации отборов закачкой с учетом, как положительных, так и отрицательных приходящихся векторов показывают еще больший разброс значений, чем по пласту A_{2-1} . Данные результатов определения компенсации отборов закачкой по добывающим и нагнетательным скважинам представлены в таблицах 2, 3. В таблице 1 представлена структура остаточных запасов по категориям компенсации отборов закачкой. Доля текущих извлекаемых запасов, дренируемых в пределах оптимальной компенсации минимальна, и составляет всего 2.5% от текущих запасов, дренируемых за счет действия системы закачки воды (см. рисунок 1).

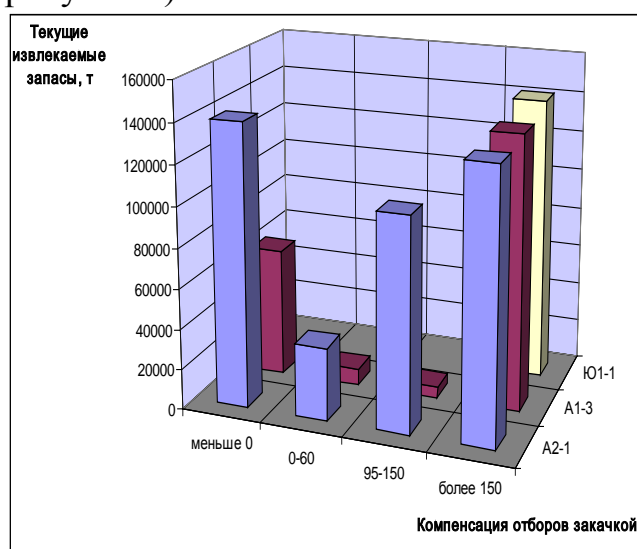


Рисунок 1. Структура текущих извлекаемых запасов нефти по действующему фонду скважин относительно текущей компенсации отборов закачкой

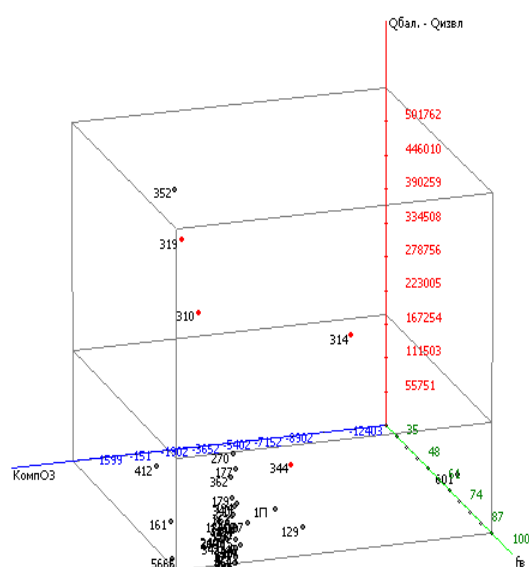


Рисунок 2. Распределение фонда скважин в координатах компенсации отборов закачкой, текущей обводненности, величины не извлекаемых запасов нефти

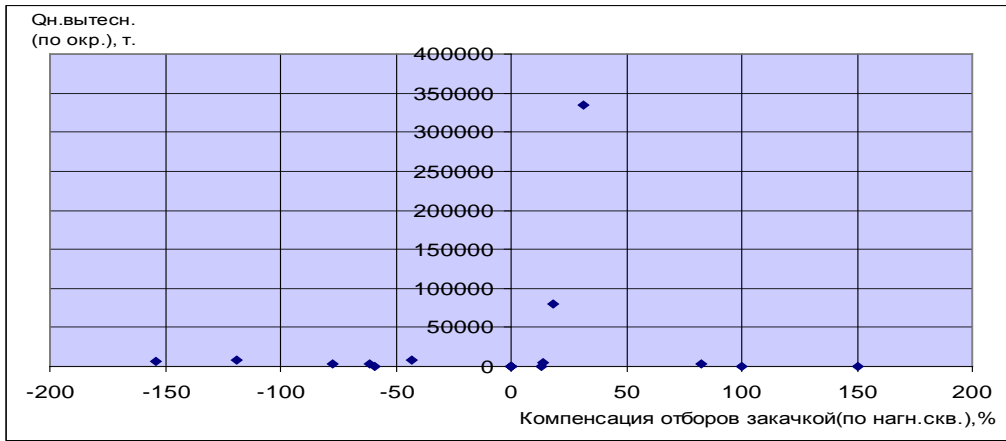


Рисунок 3. Соотношение компенсации отборов закачкой и объема вытесненной нефти по пласту А₁₋₃

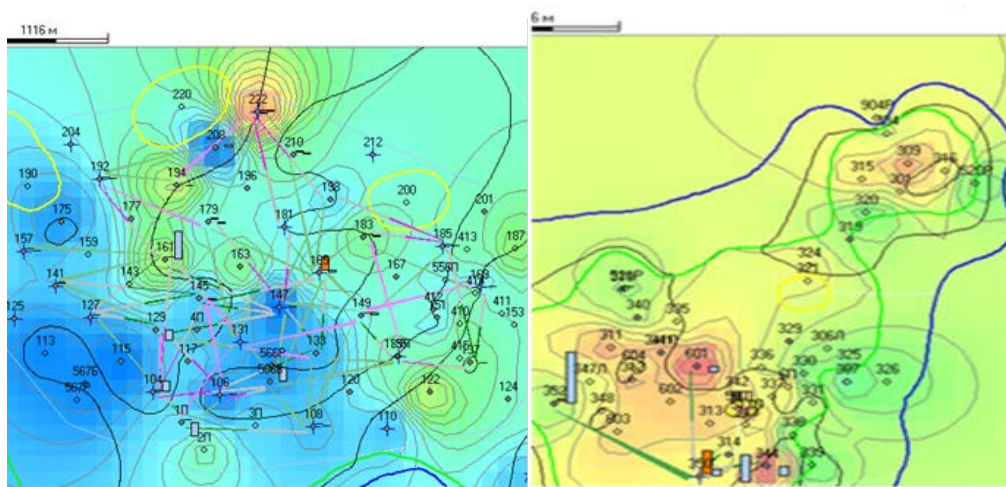


Рисунок 4. Соотнесение характера и степени влияния закачки на отборы по жидкости, компенсации отборов закачкой с картой абсолютной отметки кровли пласта А₁₋₃ (на 1.01.2014 г.)

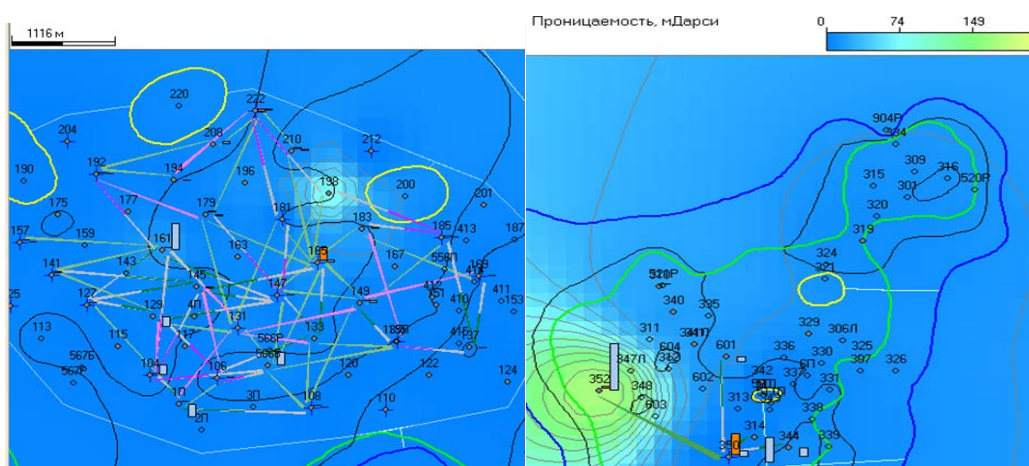


Рисунок 5. Соотнесение характера и степени влияния закачки на отборы по жидкости, компенсации отборов закачкой с картой проницаемости пласта А₁₋₃ (на 1.01.2014 г.)

Скважины с отрицательным влиянием закачки на отборы по жидкости (выделенные на рисунке 6 желтым цветом) приурочены, как положительным элементам залежи - в центральных частях, так и отрицательным структурам – ближе к контуру. Не достаточно полная выборка наблюдений по пластовым давлениям не позволяет соотнести данные величины с компенсацией отборов закачкой. Однако для не компенсированных по закачке скважин отмечается более низкие значения обводненности.

Для скважин №310, 314, 319, 344 отмечается недостаточный объем закачки при наличии повышенных значений не извлекаемых запасов нефти (см. рисунок 2). Данные скважины помечены красным маркером.

По добывающим скважинам с превышением оптимальной компенсации отборов закачкой критичной является скв. №352, поскольку аккумулирует основную долю закачиваемой воды. Обводненность опережает выработку извлекаемых запасов на 18%, при повышенных значениях послойной неоднородности (см. таблицу 2).

По нагнетательным скважинам текущая компенсация отборов закачкой изменяется в пределах от -6000 до 150% и в среднем составляет -350%. Данные результатов определения влияния закачки представлены таблице 3. Наибольшим суммарным отрицательным влиянием закачки на отборы жидкости по окружению обладает скв.147. Нагнетательная скважина 108, при наличии положительной компенсации отборов закачкой (99%) не имеет влияния на отборы по нефти. На рисунке 2 представлено соотношение оцененных объемов вытесненной нефти (по данным динамики за 24 месяца) и текущей компенсации отборов закачкой. Данные рисунка дублируются в таблице 3. Нагнетательный фонд скважин пласта А₁₋₃ ранжирован по предложенному относительному коэффициенту эффективности закачки. Скважины 108, 110, 125, 141, 204, 212, 222, 251 считаются не эффективными.

Скважины 127, 135, 165, 350 считаются результативными, из них две последние в наибольшей степени. Доля вытесненной нефти по отмеченным скважинам превышает 80% от объема закачанной воды. Скважины 131, 169, 192, 106 вытесняют порядка 40-50% от объема закачки.

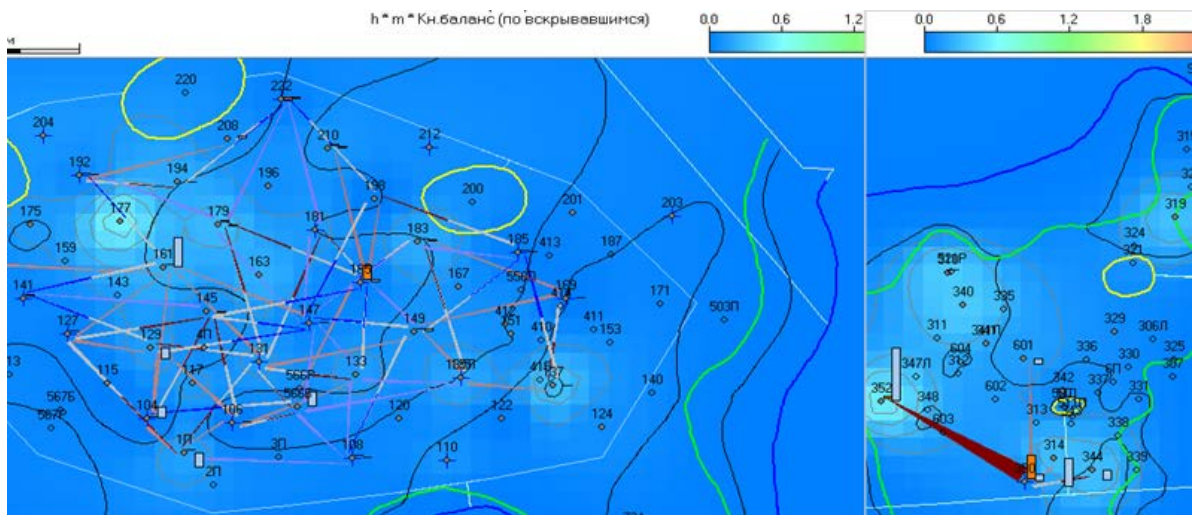


Рисунок 6. Соотнесение характера и степени влияния закачки на отборы нефти, компенсации отборов закачкой с картой плотности текущих запасов нефти пласта А1-3 (на 1.01.2014 г.)

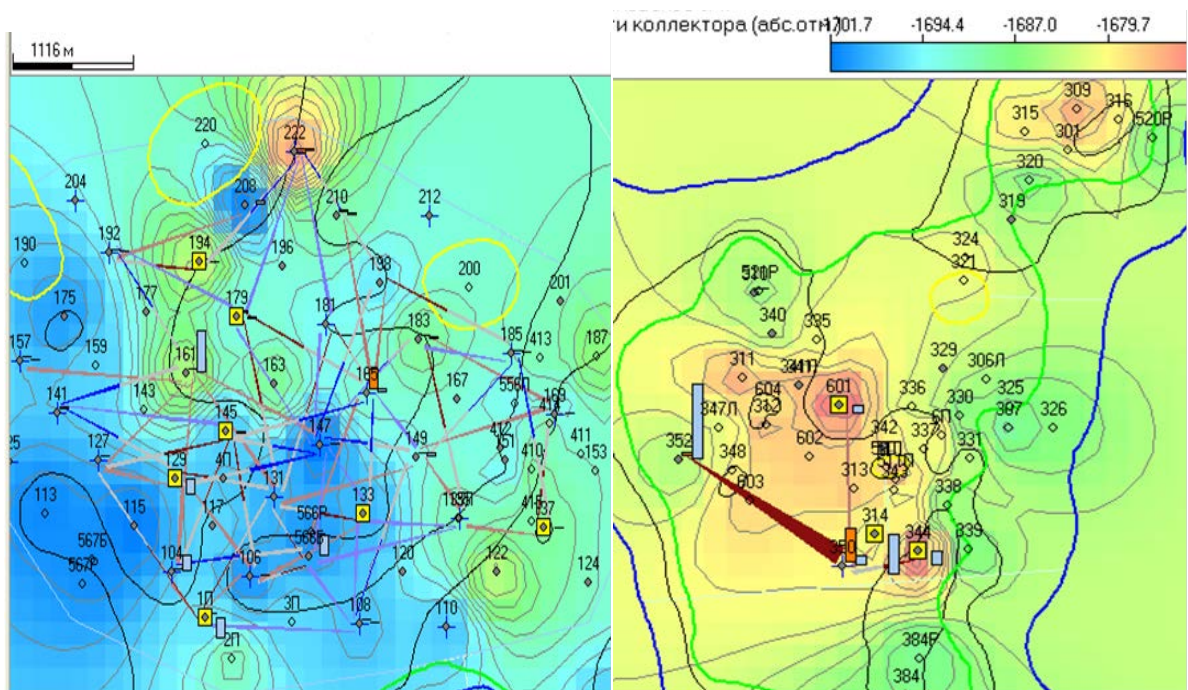


Рисунок 7. Соотнесение характера и степени влияния закачки на отборы по нефти, компенсации отборов закачкой с картой абсолютной отметки кровли пласта А1-3 (на 1.01.2014 г.)

Геолого-технологические показатели и данные характера влияния закачки
по фонду добывающих скважин пласта А₁₋₃

Скв.	Балансо- вые геом. запасы, тонн	Извл. запасы, тонн	Остаточ ные извл. запасы, тонн	Оста- точные балансо- вые запасы, тонн	фв тек., %	Харак- тер подтока	фв-КИИЗ, %	КомпОЗ, %	Рпл., атм.	Впрон., %	Прони- цае- мость, мДарси
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
115	21673	4715	1004		100		21.29	0		0	1.5
117	32321	958	54	23757	100	донор	5.61	0		1.59	3.15
120	16087	4	2	11651	100	донор	46.91	0		0	1.1
124	61770	2170	784	37496	100	донор	36.11	0		141.42	0.9
129	44849	12126	1446	32493	97.39		9.31	-3923.2		15.15	3.3
133	54368	15863	1816	39506	97.79		9.24	-19.58		30.95	4.2
137	55819	9694	348	45085	94.81		-1.59	-1082.83		11.05	2.13
139	17526	28964	777	12693	98.75	акцептор	1.43	0		0	1.3
145	23659	15961	1528	17191	97.13	акцептор	6.7	-466.56		0	1.8
149	43742	20842	1827	31769	98.14	акцептор	6.9	308.76		65.52	2.9
151	8613	29	5	6238	100		18.42	0		0	4.6
161	181909	34621	5310	59993	96.78	акцептор	12.12	3340.86		82.53	16.6
163	84987	3191	352	61552	97.73	донор	8.75	0		88.24	6.8
175	44188	9626	1735	32003	100	донор	18.02	0		11.11	2.25
177	199932	10484	618	144800	99.89	донор	5.78	0		0	0
179	95881	35701	10261	69441	96.75		25.49	-74.06		40.74	4.05
181	53359	14968	3966	39476	98.41	донор	24.91	109.82		66.1	2.95
183	76730	16127	1529	56299	98.29	донор	7.78	357.46		19.66	17.8
194	90763	18614	1860	66812	92.98	донор	2.98	-653.7		32.2	2.95
196	30253	11218	1007	21910	100		8.98	0		0	11.8

198	45736	35163	1439		100	акцелгтор	4.09	130.44		0	75.4
208	31712	6178	1905	22967	97.78	донор	28.61	606.85		0	6.2
210	60614	42383	8090	44929	97.86	акцелгтор	16.95	64.3		0	8.6
241	64797	378	0	53073	100	донор	0	0		23.08	1.95
244	11219	202776	99547	8125	91.35	акцелгтор	40.44	0		0	0.8
270	191175	153492	31077	138458	98.14	акцелгтор	18.39	0	160	82.9	322.4
310	161962	86705	53636	131813	76.5		38.36	0	135	89.15	23.05
314	27240	34084	28280	26419	34.92		17.89	-12230.1		16.67	1.2
319	174745	10295	7304	126559	65.73	донор	36.68	0	120	38.3	9.4
340	54081	5301	2938	39168	98.67	донор	54.09	0	128	83.61	18.3
342	7079	65	7	5655	91.67		1.97	0		0	1.3
344	57453	5588	2465	55539	83.06		27.17	-4568.39		47.06	10.2
352	421203	317913	123652	340669	78.79	акцелгтор	17.68	1493.09	148	134.1	173.45
362	176556	4946	846	108919	96.88	донор	13.97	0	165	159.76	272.32
363	90657	94747	25429	54051	98.41	акцелгтор	25.25	0	160	66.25	23.22
412	14249	257	128	10320	50	донор	-0.16	0		0	3.7
601	33513	29043	10256	25468	79.17	акцелгтор	14.48	-14153.2		0	15.5
1П	66614	18886	5486	49520	96.23	донор	25.28	-2499.73		0	1.4
4П	12883	928	127	9331	100		13.64	0		0	1.5
566Б	14506	9774	1223	10506	97.87		10.39	3349.14		0	7.6

Геолого-технологические показатели и данные характера влияния
закачки по фонду нагнетательных скважин пласта А₁₋₃

Скв.	Фв.окр., %	h.недр, м.	Qбал.ост.окр. недр, тонн	Qн.бал.ост (по вскрывавшимся), тонн	фв- КИИЗ, %	КомпОЗ, %	Qн.выг. (2 года), тонн	Qзак (2года), тонн	Потери дре- нируемых запасов за счет обвод- нения, тонн	Кэфф.вытесн. (Qн.выг./Qзак.), д.ед.
104	98.18	0	-846.16	18.53		-939.9	4286.2	331586	3334.87	0.013
106	98.41	0	23155.92	948.95	59.65	-154.36	6437.59	15725	4990.91	0.409
108	98.34	0	0	18006.79		99.75	0	28681	12624.91	0.000
110	92.33	0	51246.59	53898.49	0	0	0	0	0	0.000
125	97.5	0	0	18097.17		0	0	0	0	0.000
127	98.6	0	-846.16	3863.82		14.16	4308.98	5347	12443.98	0.806
131	98.16	1.4	22309.76	28138.98	0	-61.38	3951.11	7869	2171.2	0.502
135	92.99	0	51246.59	54625.99	19.47	82.4	2717.67	3289	3455.92	0.826
141	97.51	0	-846.16	9184.85	40.61	12.96	0	7532	24025.29	0.000
147	98.42	0	22309.76	9113.84	36.81	-5967.88	131.96	18494	11426.22	0.007
157	97.35	0	-846.16	16800.99	4.3	150.5	111.4	25895	7487.94	0.004
165	95.33	0	23155.92	5226.57	42.44	18.24	80788.65	79030	91478.5	1.022
169	90.21	0	51246.59	102.41		-118.98	7717.18	15463	-2463.12	0.499
185	90.21	0	0	417.47	11.8	-77.37	3024.83	31719	32089.01	0.095
192	97.36	0	-846.16	20563.51	61.02	-42.89	7423.76	15697	23586.29	0.473
204	97.66	0	0	69540.94	31.66	0	0	0	0	0.000
212	98.91	0	0	51186.7		0	0	0	0	0.000
222	97.68	0	0	9853.53	10.77	-59.36	0	67479	46200.56	0.000
251	96.7	0	0	36994.2	8.7	0	0	109259	0	0.000
350	73.52	0	143675.3	35900.65		31.15	335167.15	222733	166942.1	1.505

Библиографический список

1. Габитов, Г. Х. Многомерный статистический анализ с целью оптимизации комплексных обработок призабойной зоны пласта и прогноза их эффективности для месторождений НГДУ «Краснохолмскнефть» / Г. Х. Габитов, В. Е. Андреев, Р. М. Каримов // Нефтегазопромысловое дело. - 2005. - № 4. - С. 34-40.
2. Некрасов, В. И. Исследование влияния параметров геологической неоднородности на эффективность реализуемой системы воздействия на примере основных объектов разработки Повховского и Ватъеганского месторождений. Геология и проблемы разработки месторождений углеводородов / В. И. Некрасов, Н. Ш. Хайрединов, Р. М. Каримов // Сборник научных трудов. – Уфа : УГНТУ. - с. 36-41

ОЦЕНКА ХАРАКТЕРА ВЛИЯНИЯ ЗАКАЧКИ НА ОТБОРЫ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ОБЪЕКТА А₂₋₁ СЕВЕРО-ОРЕХОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Дягилев В. Ф., Лубягина Н. В., Перепелкина А. Н.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

По всему фонду скважин основных эксплуатационных объектов Северо-Ореховского месторождения сформированы списки влияющего окружения в радиусе 1500 м. Для каждой добывающей и нагнетательной скважины созданы матрицы входных и выходных параметров по динамике технологических показателей за последние 24 месяца. Выполнены расчеты параметров математических моделей, рассчитаны векторы подтока от направлений влияния закачки – для добывающих скважин и векторы оттока к отбирающим скважинам – для нагнетательных скважин. Кроме того, выполнены оценки компенсации отборов закачкой для очагов влияния нагнетательных скважин и зон добывающих скважин. Расчеты проводились по пласту А₂₋₁. Данные результатов представлены на рисунках 1-6 и таблицах 1-3.

Пласт А₂₋₁. Судя по картам кровли пластов, проницаемости и характера влияния закачки на отборы по жидкости можно отметить неоднозначный характер распределения закачки. Положительный вектор влияния на отборы по жидкости соотносится как с восходящим, так и с нисходящим положением структурного плана. Однако интенсивность влияния в положительных структурах возрастает. В целом прослеживается более интенсивное влияние закачки в областях с повышенной проницаемостью и обратный (отрицательный) характер влияния закачки в областях с пониженной проницаемостью. По ряду скважин наблюдается унаследованный ха-

рактик векторов при последующем (от добывающей скважины) продолжении, что, подтверждает отрицательное влияние закачки по некоторым направлениям. Или, другими словами, отсутствие тока закачиваемой воды в одном или нескольких направлениях отборов из-за более интенсивного встречного вектора закачки со встречного направления через добывающую скважину (см. рисунок 1). К примеру, направление 165 (нагнетательная) – 179(добывающая) -192 (нагнетательная).[1,2]

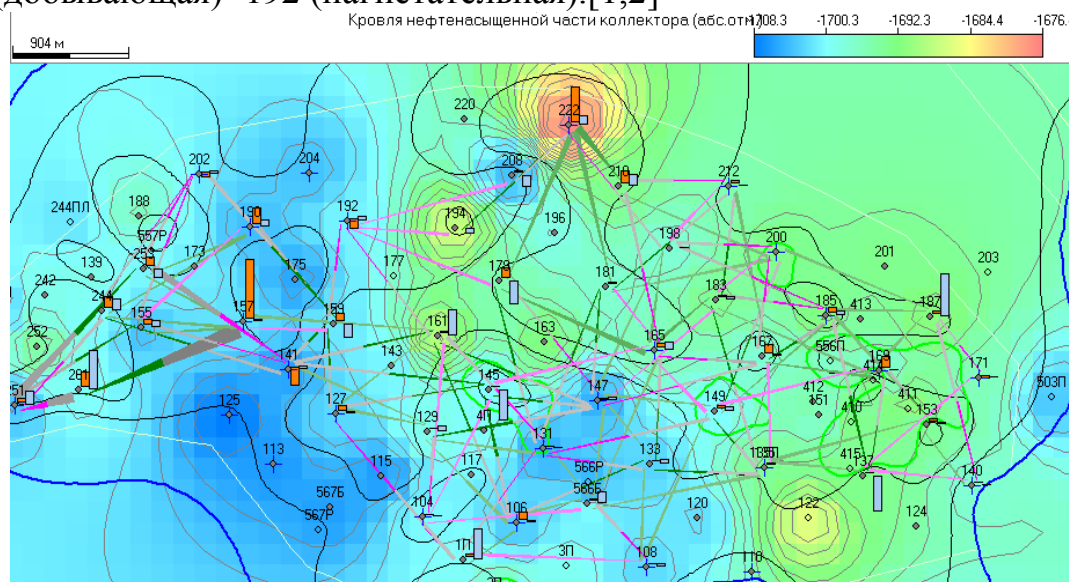


Рисунок 1. Соотнесение характера и степени влияния закачки на отборы по жидкости, компенсации отборов закачкой с картой абсолютной отметки кровли пласта А₂₋₁ (на 1.01.2014 г.)

Для векторов влияния закачки на отборы по нефти характерно более интенсивное положительное влияние для зон с повышенной плотностью текущих запасов нефти. Карта соотношения интенсивности и направления влияния закачки на отборы по нефти с удельной плотностью текущих запасов нефти представлена на рисунке 1. Интенсивность и вектор отрицательного влияния на отборы по нефти соотносится с областями пониженной проницаемости.

Результаты определения компенсации отборов закачкой с учетом, как положительных, так и отрицательных приходящихся векторов показывают большой разброс значений по объекту. Данные результатов определения компенсации отборов закачкой по добывающим и нагнетательным скважинам представлены в таблицах 2 и 3. В таблице 1 представлена структура остаточных запасов по категориям компенсации отборов закачкой.

По недокомпенсированным закачкой зонам, вероятнее всего, подток нефти и извлекаемые запасы обусловлены влиянием законтурных зон или энергии пласта. Пониженные значения пластового давления по данной категории скважин могут свидетельствовать в пользу этого предположения (см. рисунок 5). Для скважин 179, 194, 137 отрицательная приходящаяся

закачка, возможно, не является критичной, поскольку они находятся в сводовых, относительно повышенных частях залежи и аккумулируют влияние энергии пласта.

Таблица № 1

Распределение действующего фонда скважин относительно текущей компенсации отборов закачкой

Действующие скважины	Характер компенсации отборов закачкой	Компенсация отборов закачкой.	Ост. извл. т.	фв., %	фв-КИ-из, %
137, 145, 194, 208, 179, 159, 253	отрицательная закачка	меньше 0	139905	96.4	17.9
153, 167, 181	недокомпенсированные	0-60	36106	98.4	17.9
210, 244, 155, 183, 149	нормальная компенсация	95-150	105335	97.7	11.2
198, 261 , 133, 566Б , 129, 1П , 161, 187	перекомпенсированы	более 150	132981	93.5	13.5

Причем отмеченные скважины являются акцепторами по оценке изменения удельных балансовых запасов нефти. Данные скважины выделены на рисунке 4 желтым маркером. На рисунке 6 представлено распределение фонда скважин в координатах компенсации отборов закачкой, текущей обводненности, величины не извлекаемых запасов нефти. Для скв. 179, 208 (выделены на рисунке красным маркером) характерно наличие повышенных не извлекаемых запасов при нехватке закачки воды при пониженной обводненности.

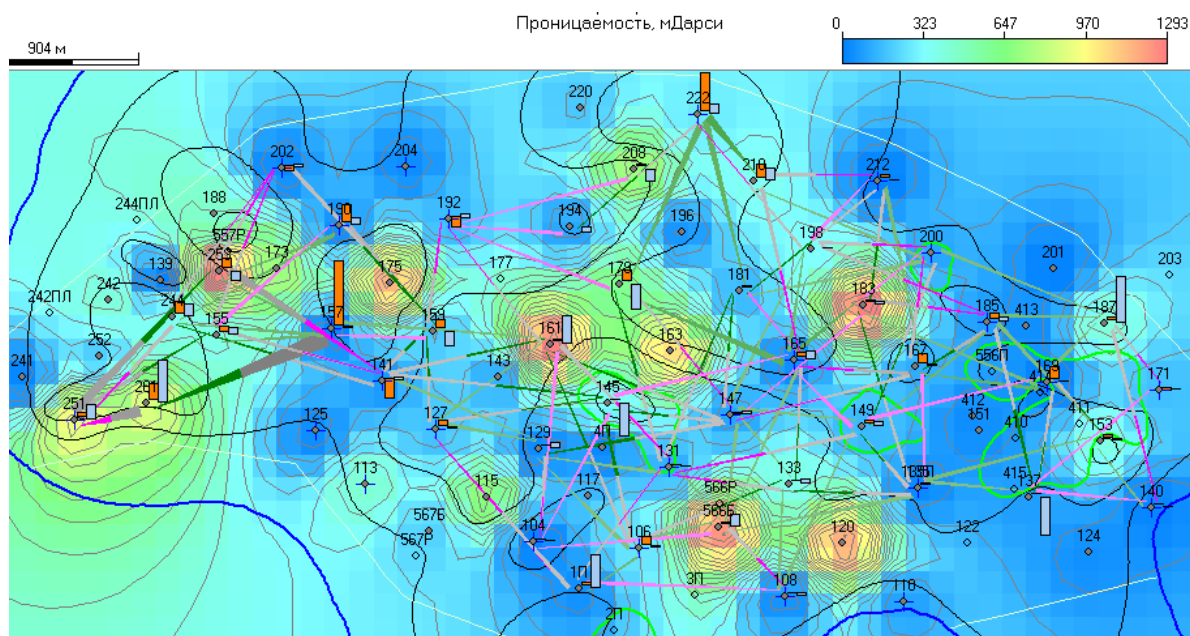


Рисунок 2. Соотнесение характера и степени влияния закачки на отборы по жидкости, компенсации отборов закачкой с картой проницаемости пласта А₂₋₁ (на 1.01.2014 г.)

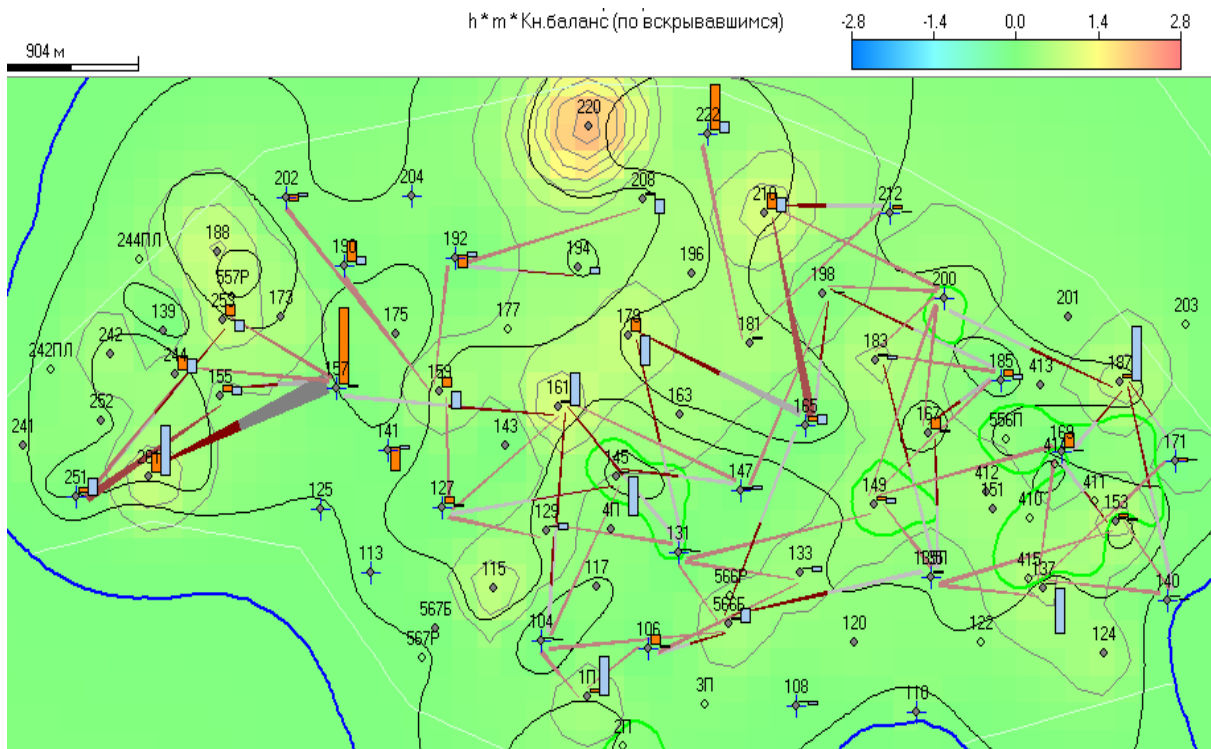


Рисунок 3. Соотнесение характера и степени влияния закачки на отборы по нефти, компенсации отборов закачкой с картой плотности текущих запасов нефти пласта А₂₋₁ (на 1.01.2014 г.)

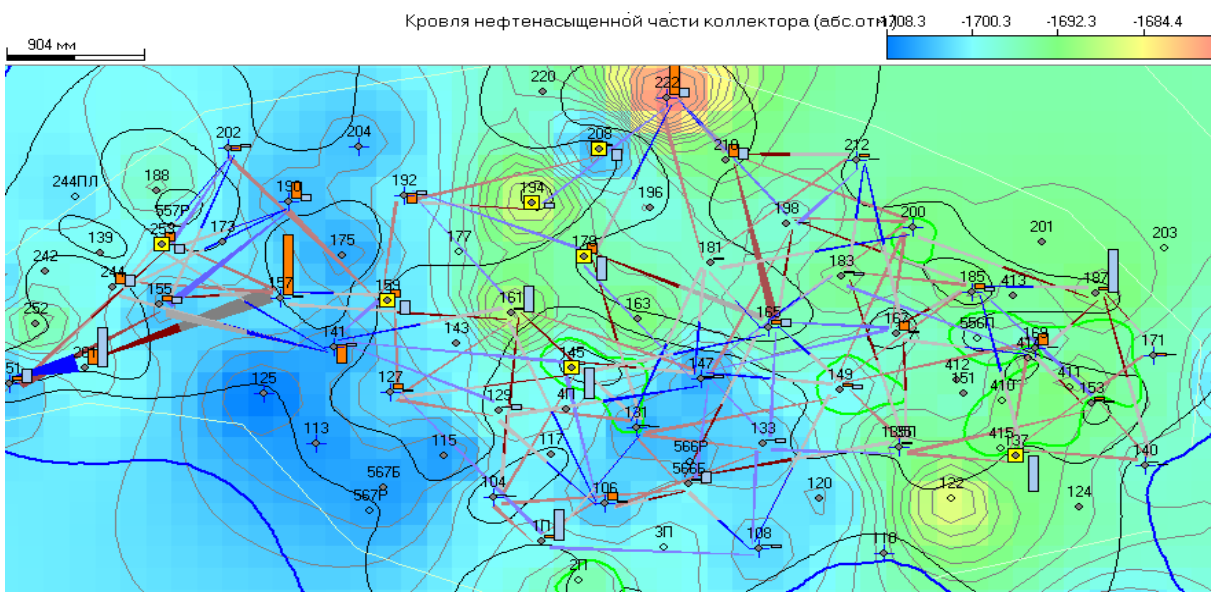


Рисунок 4. Соотнесение характера и степени влияния закачки на отборы по нефти, компенсации отборов закачкой с картой абсолютной отметки кровли пласта А₂₋₁ (на 1.01.2014 г.)

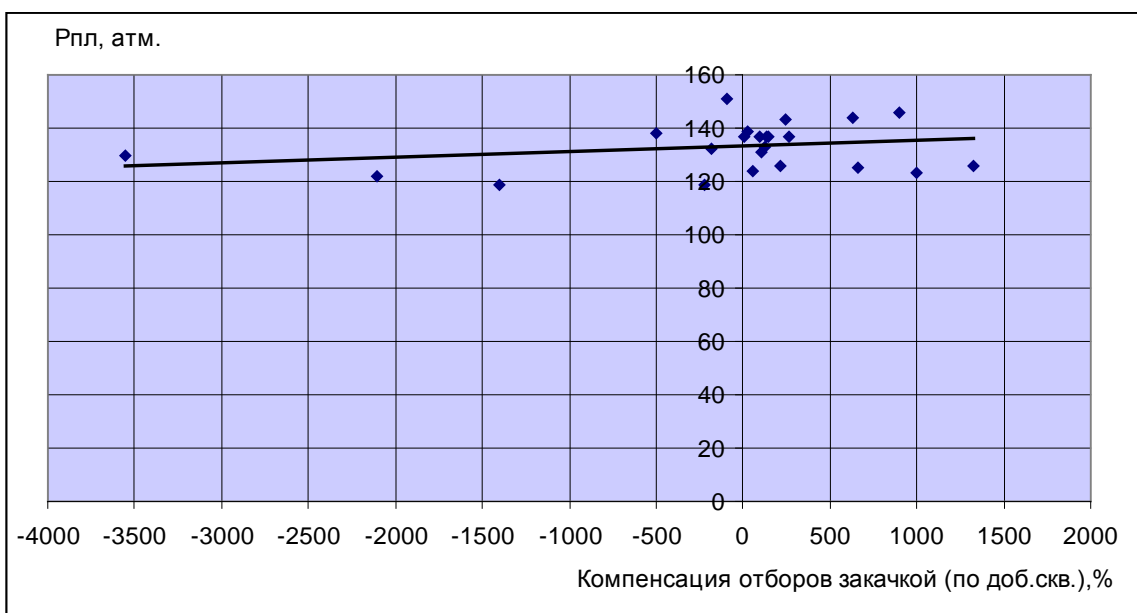


Рисунок 5. График корреляции данных наблюдений пластового давления и компенсации отборов закачкой

Добывающие скважины, для которых компенсация отборов закачкой превышает 200%, относятся к категории акцепторов, образованных по технологическим причинам. Значительная их часть приурочена к пониженным зонам пласта. Пониженные значения пластовых давлений по некоторым из них могут быть объяснены высокими уровнями отборов жидкости. Для скважин 1П, 261, 566Б превышение компенсации отборов закачкой относительно оптимальных значений (110-120%) является критической, поскольку опережение обводненностью выработки извлекаемых запасов по ним превышает 10 пунктов (до 25), на фоне высокой послойной неоднородности и повышенной проницаемости (см. табл. 2).

Геолого-технологические показатели и данные характера влияния закачки по фонду добывающих скважин пласта А₂-1
Таблица № 2

Скв.	Балансовые геом. запасы, тонн	Извл. запасы, тонн	Остаточные извл. запасы, тонн	Остаточные балансовые запасы, тонн	фв тек., %	Характер подтока	фв-КИиЗ, %	КомпОЗ, %	Рпл., атм.	Wпрон, %	Проницаемость, мДарси
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
120	75294	18	6	56571	80		14.27	0	156	0	1174.1
133	129773	83389	9449	97503	97.85	акцептор	9.18	259.86	137	108.1	372.17
137	116840	52692	7675	91837	95.05	акцептор	9.62	-3555.88	130	172.21	77.34
143	176623	18962	1027		66.67		-27.92	0	124	61.15	117.93
145	79474	68900	6585	60131	97.03	акцептор	6.58	-2107.69	122	0	335.4
149	183051	88055	7761	139032	98.15	акцептор	6.96	144.64	137	140.83	145.6
151	46952	210	42	35277	96.15		16.18	0		0	42.27
153	165042	132150	11036	114018	97.98	акцептор	6.33	58	124	66.21	380.64
155	99917	149553	18686	75296	97.86	акцептор	10.36	122.49	133	112.68	373.1
159	175699	136671	23127	109857	96.35	акцептор	13.28	-179.37	132	59.68	185.53
161	472364	130206	20045	251932	96.76	акцептор	12.15	998.29	123	57.88	1297.73
163	206813	12949	1451	127536	97.74	донор	8.95	0	119	88.68	1037.2
167	98403	198936	23175	75194	98.94	акцептор	10.59	30.42	139	55.95	118.95
179	307456	198663	57476	231003	96.77	акцептор	25.7	-224.62	119	138.4	608.06
181	310717	4927	1895	151131	98.27	донор	36.73	3.15	137	90.65	147.15
183	204157	89440	8558	158770	98.36	акцептор	7.93	133.01	137	75.78	1293.2
187	200229	118880	15453	153002	97.32	акцептор	10.32	1328.86	126	57.36	416
188	317884	56159	5402	238839	99.38	донор	9	0	158	0	445.9
194	131261	17771	3246	115827	93.44		11.7	-1399.1	119	72.8	94.2
196	216764	50034	4620	112692	93.33	акцептор	2.57	0	135	75.35	58.93
198	181528	74711	3154	30104	66.67	акцептор	-29.11	211.73	126	101.68	326.63
201	146525	395	210	110090	66.67	донор	19.81	0	126	33.33	5.85
208	179706	40776	12445	135020	97.86		28.38	-499.18	138	107.75	732.73
210	540678	262752	49785	406232	97.87	акцептор	16.81	95.75	137	89.04	355.12
220	2034980	8660	822	1573814	99.43	донор	8.91	0	142	45.11	185.55
244	108427	94936	20545	51655	96.22	акцептор	17.86	107.91	131	0	359.1
252	91339	11449	1196	36747	99.96		10.41	0	128	95.72	200.95

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
253	103409	91606	29351	77695	98.14	акцептор	30.18	-92.28	151	58.61	1296.35
261	542952	158304	32477	407941	98.41		18.92	246.74	143	77.42	881.9
314	31947	11416	9479	19705	34.52		17.56	0	274	0	10.5
1П	156400	138929	40235	124555	96.22	акцептор	25.18	898.52	146	90.39	44.17
4П	33176	7776	1060	24926	98.08		11.71	0	125	66.88	23.85
566Б	91371	55288	6967	68651	97.86	акцептор	10.46	626.62	144	82.89	1242.9
567Б	43676	51014	7569		98.32	акцептор	13.16	0		0	212.6

Таблица № 3
Геолого-технологические показатели и данные характера влияния закачки по фонду нагнетательных скважин пласта А₂₋₁

Скв.	Фв.окр., %	h,недр, м.	Обал.ост.окр. недр, тонн	Qн.бал.ост (по вскрывавшимся), тонн	fv-КИИЗ, %	КомпОЗ, %	Qн.выт. (2 года), тонн	Qзак (2года), тонн	Потери дрена-руемых запасов за счет обводнения, тонн	Кэфф.вытесн. (Qн.выт./Qзак.), д.ед.
104	94.11	0	49163.75			-55.29	5332.78	28835	0	0.185
108	94.02	0	96831.67	7285.15		644.37	0	150583	31730	0.000
140	87.18	0	349467.3	6550.74		79.42	20043.37	45497	20004.72	0.441
141	95.2	1.2	49305.13	2523.98	42.18	-19.75	0	143075	55536.13	0.000
147	94.21	0.8	229111.1	-58723.94	4.44	-167.58	2996.55	135640	35349.43	0.022
157	95.45	0	100174.6	1081.64	-9.32	4.39	479249.2	97407	320387	4.920
165	91.65	3.2	294952.1	379.64	42.62	164.22	247205.5	297307	216736	0.831
169	88.4	0	410502.5			11.73	36246.62	51768	98770.49	0.700
185	86.77	3.4	142497.7	8875.46	10.24	68.22	96249.12	166519	177821.3	0.578
190	94.6	2	45390.37	15464.42	24.48	40.72	502.6	257910	56705.52	0.002
192	94.03	0	32238.7		60.32	-39.11	18549.9	158706	0	0.117
200	87.05	4.8	228308.5	195361.72	68.05	460.26	40729.92	16699	26263.45	2.439
202	98.18	1.8	43509.26	55412.55	37.19	-52.9	3758.84	124027	2949.3	0.030
204	97.95	1	-9594.63	107610.8	21.25	0	0	0	0	0.000
222	92.95	2.8	146505.1	147708.63	11.08	26.79	2205.7	354259	513858.3	0.006
251	96.32	1	125252.5	4474.74	8.74	285.56	264667.3	533439	52264.79	0.496

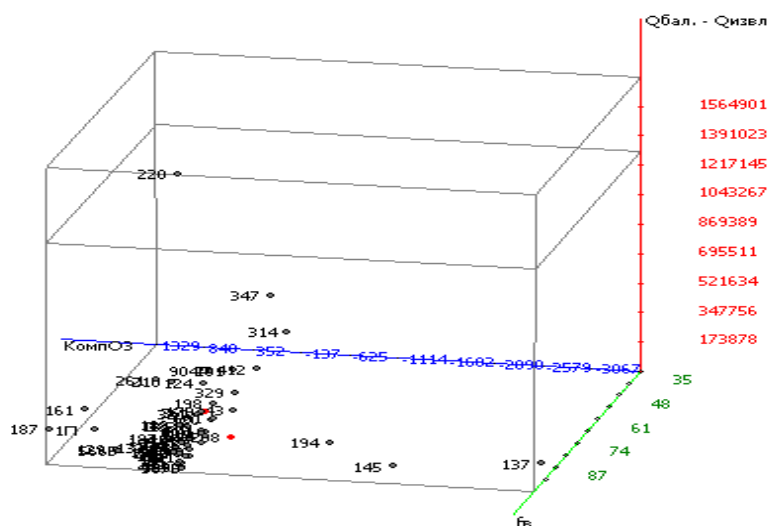


Рисунок 6. Распределение фонда скважин в координатах компенсации отборов закачкой, текущей обводненности, величины не извлекаемых запасов нефти

По нагнетательным скважинам текущая компенсация отборов закачкой изменяется в пределах от -167 до 644 % (см. таблицу 3) и в среднем составляет 58%, при этом существуют скважины, не давшие ни одного вектора на вытеснение нефти при положительной компенсации отборов закачкой. Для оценки эффективности влияния закачки воды рассчитан коэффициент эффективности дренирования по очагам закачки, равный отношению объема вытесненной нефти (по данным математического анализа) к объему закачки. Нагнетательный фонд скважин пласта A_{2-1} ранжирован по предложенному коэффициенту. В таблице 3 представлены результаты определения эффективности закачки воды по очагам нагнетательных скважин. Согласно полученным результатам, не эффективными считаются скв. №108, 141, которые не влияют на отборы по нефти. По скважинам 147, 190, 202, 222 закачка является мало результативной, поскольку нефти вытесняется менее 3% от объема закачанной воды. Скважины 157, 200, 165, 169, 185 считаются наиболее эффективными. Доля вытесненной нефти по ним превышает 50% от объема закачанной воды. По скважинам 165, 200, 251 на фоне превышения компенсации отборов закачкой оптимальных значений отмечается существенное опережение обводненностью выработки извлекаемых запасов по окружению (до 68 %), при наличии слабодренируемых запасов нефти (см. табл. 3). Снижение закачки по скважине 165 не целесообразно в связи с высокой эффективностью работы данной скважины на пласт A_{1-3} .

Библиографический список

1. Анализ выполнения проектных показателей за 2012 г. и разработка мероприятий по реализации проектных решений на 2013 г. по ОАО «СН-МНГ». Том 14 / Отчет о НИР / Нижневартовск 2013 г.

2. Ефимов, Н. К. Технологии ОВП в нефтяных скважинах и пути повышения эффективности РИР/ИТНЖ / Н. К. Ефимов // Инженерная практика. - 2011. - № 4. - С. 2-17.

ПРИМЕНЕНИЕ КОЖУХОВ ДЛЯ ОХЛАЖДЕНИЯ ПОГРУЖНЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

Жумагалиев Н. Н.

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Аннотация. Погружные электродвигатели электроцентробежных насосов, как и любые другие двигатели, очень чувствительны к температурам, поэтому межремонтный период зачастую снижается, при использовании в пределах температур значительно выше рекомендованных.

Правильный подбор установки должен обеспечивать условия, при которых не будут происходить перегревы ПЭД во время эксплуатации.

В качестве борьбы с вредным влиянием температуры применяют кожухи. Кожухи, это полые трубы, устанавливаемые вокруг узлов ЭЦН, благодаря которым происходит дальнейшее охлаждение двигателя.

В статье рассматриваются влияние температуры на ЭЦН, применение кожухов ПЭД, их функции, а также варианты инсталляций.

Пластовая температура всегда являлась ограничивающим фактором в применении установок ЭЦН. Стандартные ЭЦН могут быть применены при максимально допустимых температурах, что приблизительно равняется 115°C. При высоких температурах производительность ЭЦН ухудшается, что приводит к авариям. Так как на сегодняшний день, глубина нефтяных скважин становится все больше, последние достижения науки направлены на применение новых материалов обеспечивающих надлежащую работу установок ЭЦН при высоких температурах.

Период эксплуатации погружных электродвигателей уменьшается не только из-за повышенных температур, но и благодаря амортизационному износу. Изоляционные материалы, применяемые в качестве обмотки двигателя, особенно подвержены влиянию высоких температур. Их диэлектрические свойства ухудшаются в соответствии с правилом Аргениуса, которое гласит, что при увеличении температуры на каждые 10°C во время эксплуатации, время жизни изоляционных материалов уменьшается, как правило, на 50% [1].

Наибольшему воздействию высоких температур подвержен погружной электродвигатель, так как он не только работает в зоне повышенной температуры, но и сам производит большое количество тепла во время эксплуатации. Перегрев двигателей ЭЦН, в совокупности с высокими пластовыми температурами, может возникнуть при следующих условиях:

- перегруз забойного двигателя;
- недостаточное охлаждение, вызванное маленькой скоростью потока жидкости вдоль двигателя;
- добыча жидкости с непредвиденно низкой теплопроводностью, что в дальнейшем вызывает недостаточное охлаждение;
- образование отложений на наружном корпусе забойного двигателя, частично уменьшает передачу тепла потоку жидкости;

Скорость потока жидкости вдоль ПЭД является важным условием для поддержания охлаждения установки. Вот почему множество инсталляций ПЭД устанавливают выше перфорационных отверстий, чтобы обеспечить проток жидкости вдоль двигателя. Эмпирическая закономерность гласит, что для надлежащего охлаждения забойного двигателя скорость потока вдоль ПЭД должна быть не менее 3 м/с. Повышение температуры в двигателе минимально для скоростей, превышающих это значение (рисунок 1). Также, так как у воды теплопроводность больше, чем у нефти, эффективность охлаждения двигателя будет выше при большей обводненности продукции.

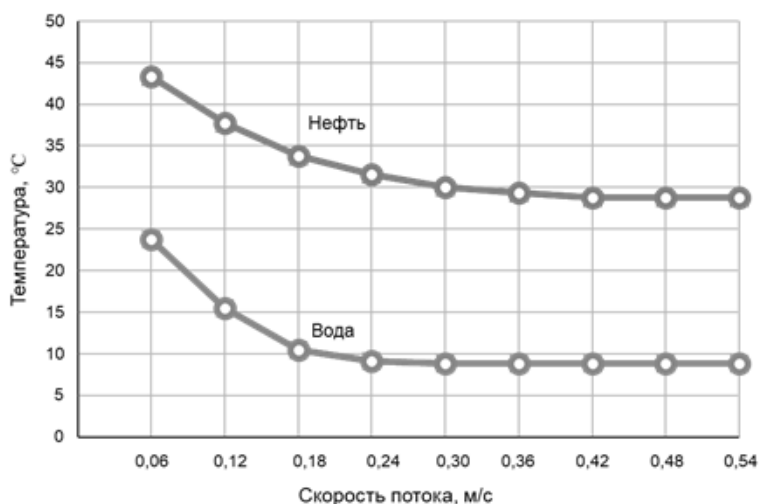


Рисунок 1. Зависимость охлаждения двигателя от различных скоростей нефти и воды

Условие охлаждения погружного электродвигателя в зонах повышенных температур, обеспечивают кожухи ПЭД. Кожух представляет собой трубную секцию, закрытую сверху и размещенную вокруг ЭЦН. Располагаясь над приемной сеткой насоса, данная конструкция вынуждает пластовую жидкость течь с большей скоростью к приему насоса по всей длине двигателя, в зазоре двигатель ЭЦН – кожух, тем самым, обеспечивая соответствующее охлаждение [3].

Самая простая инсталляция кожуха ПЭД (рисунок 2), где установка ЭЦН расположена ниже перфорационных отверстий.

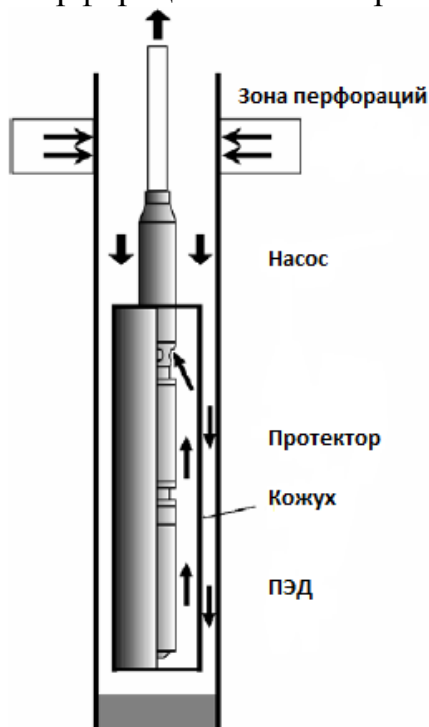


Рисунок 2. Обычная инсталляция кожуха ЭЦН

Данная компоновка, позволяет не только добиться охлаждения двигателя за счет больших скоростей пластовой жидкости, но она также может действовать как естественный газосепаратор, при условии, что ЭЦН будет спущен ниже перфорационных отверстий.

Стоит отметить, что кольцевое пространство должно иметь значительно большую площадь поперечного сечения, чем зазор двигатель ЭЦН – кожух. Скорость течения жидкости должна быть относительно маленькой (желательно менее 0,15 м/с), для того чтобы скорость пузырьков газа была достаточной для их поднятия вверх по кольцевому пространству к устью.

В случае больших значений газа в продукции, в дополнение к кожухам ПЭД, предлагается использование простого газового сепаратора обратного потока (рисунок 3).

Здесь, как видно, кожух установлен выше впускных отверстий сепаратора, а вентиляционная трубка направляет отсепарированный газ вверх по кольцевому пространству выше перфорационных отверстий.

Перевернутые кожухи предполагают, что кожух ПЭД будет открыт на вершине. Кожух устанавливается ниже приемной сетки насоса, выполняя роль газового сепаратора обратного потока (рисунок 4). Установка ЭЦН должна работать выше перфорационных отверстий, так, что перевернутый кожух вынуждает поток жидкости течь вниз по пространству кожух-двигатель. Соответствующая разработка диаметра кожуха обеспечивает то, что скорость потока здесь меньше, чем рекомендованные 0,15 м/с для гра-

витационной сепарации газа от жидкости. Скорость обратного потока в трубном пространстве между кожухом и ЭЦН может легко контролироваться с помощью обжимки различного диаметра, устанавливаемой на самом верху кожуха. Использование данного типа ЭЦН имеет преимущества в горизонтальных скважинах с серьезными газовыми пробками, так как длинный перевернутый кожух выполняет роль резервуара для жидкости, который сохраняет насос в первоначальном состоянии в периоды, когда присутствуют большие газовые пробки при добыче продукции [2].

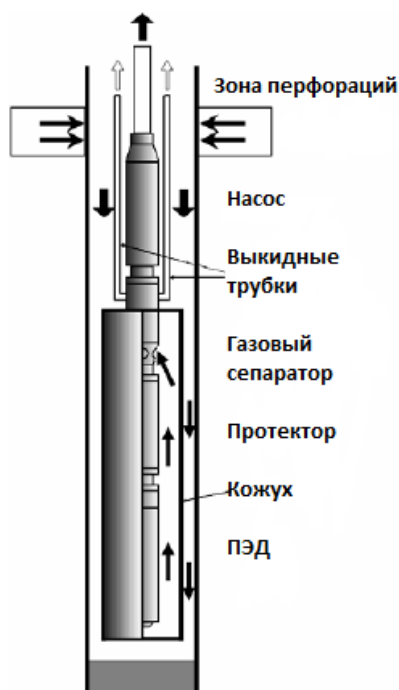


Рисунок 3. Инсталляция кожуха ЭЦН с газовым сепаратором

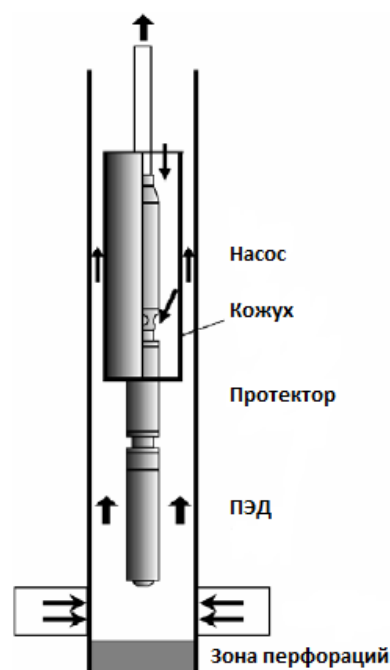


Рисунок 4. Инсталляция ЭЦН с перевернутым кожухом

Как было сказано выше, температура окружающей среды, а также эксплуатационная температура самого погружного электродвигателя несут отрицательное воздействие на стабильную работу электроцентробежного насоса. Увеличивая скорость жидкости за счет установки кожуха, мы способствуем снижению внутренней температуры двигателя [1], за счет чего мы получаем следующие преимущества, способствующие увеличить МРП:

1. Увеличивается срок эксплуатации двигателя, путем снижения температуры двигателя;
2. Уменьшение аварий (температура и надежность);
3. Увеличивается рабочая температура в случае применения технологии парогравитационного воздействия (единственное ограничение в данной технологии это рабочий диапазон из-за более высокой внутренней температуры двигателя ЭЦН);
4. Отложения АСПО и скорость их нарастания могут быть уменьшены, путем уменьшения температуры двигателя;

5. Уменьшение температуры двигателя способствует нагреву добываемой продукции, что положительно сказывается при добыче высоковязкой нефти;

6. Уменьшение температуры двигателя приводит к увеличению вязкости моторного масла в подшипниках, что улучшает рабочие характеристики подшипников.

Заключение

Для стабильной работы установки ЭЦН необходимо не допускать увеличения, как температуры окружающей среды, так и увеличения температуры самого погружного электродвигателя, вызванное его перегревом. Низкие скорости пластовой жидкости приводят к перегреву двигателя. В качестве решения данной проблемы предлагается использовать кожухи, способных увеличивать скорость потока жидкости, и, как следствие, охлаждать погружные электродвигатели. Скорость потока вдоль двигателя должна быть не менее 0,3 м/с. Также, кожухи могут использоваться в качестве естественных газосепараторов или отделителей обратного потока, при условии, что ЭЦН спущен ниже перфорационных отверстий, либо используются перевернутые кожухи.

Библиографический список

1. Gabor Takacs / Design and analysis of ESP installations, U.S.A. 2009.
2. Fariborz Kavoussi / ESP life cycle / OMV Exploration and Production, 16.9.2013.
3. Hisham A. Mubarak, Farooq A. Khan, Dr Mehmet M. Oskay / ESP failures / Analysis / Solutions in Divided Zone – Case study, Society of Petroleum Engineers 81488, 5-8 April 2003.

Научный руководитель – Ситдикова Д. Ф., канд. техн. наук, доцент

ОБОБЩЕНИЕ ОПЫТА РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК

Зайнутдинов К. Р., Мигунова С. В.
Санкт - Петербургский горный университет

В связи с сокращением ресурсной базы страны и растущими потребностями в нефти в настоящее время большое внимание уделяется залежам, разработка которых была ранее неинтересна и нерентабельна. К числу последних относят залежи нефти в нефтегазоконденсатных месторождениях. Наиболее сложные для нефтедобычи являются нефтяные оторочки не более 30-метровой толщины, которые характерны для большого количества месторождений. К ключевым закономерностям разработки нефтяных ото-

рочек относят следующие проблемы: конусообразование и прорывы газа к добывающим скважинам, которые приводят к значительному снижению подвижности нефти; снижение давления в газовой шапке, что приводит к миграции нефти в «сухое» пространство коллектора, где она становится неподвижной и извлечь ее традиционными методом не представляется возможным; существенные перемещения ГНК вниз по разрезу и защемление нефти (расширение газовой шапки при отборах нефти). Данная тема особенно актуальна в современных условиях добычи нефти на территории Российской Федерации, что подтверждается разработкой в Минэнерго РФ льгот по НДС для нефтяных оторочек [9].

Целью данной работы является обобщение опыта наиболее актуальных подходов к разработке подгазовых залежей, выявление зависимости рентабельности разработки от толщины залежи и депрессии на пласт и изучение вопросов конусообразования,

Опыт разработки многочисленных нефтегазовых залежей показывает, что КИН нередко изменяется от нескольких процентов до примерно 20%, составляя в среднем 10 - 15 %. Первой и основной до недавнего времени причиной низких значений КИН считались газовые и водяные конуса, средством предотвращения которых являются критические безводные дебиты нефти [5]. Имеется немало исследований, посвященных развитию теории стационарного конусообразования и определению критических безгазовых и безводных дебитов нефти. Однако результаты этих исследований не находили применения в практике разработки нефтегазовых месторождений, до момента широкого применения горизонтальных скважин для разработки нефтяных оторочек.

Второй фактор, приводящий к снижению КИН, связан с расформированием запасов нефти в нефтяной оторочке вследствие отбора на больших депрессиях в добывающих и репрессиях в нагнетательных скважинах, неконтролируемого отбора газовой шапки, несбалансированности процессов отбора нефти и закачки воды, т.е. связан с тактическими и стратегическими упущениями в технологиях эксплуатации скважин и разработки месторождения [5].

В работе Баженова Д.Ю. «Оптимизация технологии разработки нефтяных оторочек», на примере Новопортовского месторождения, выявлена граница рентабельной толщины нефтяной оторочки [1] Толщины оторочки здесь изменяются от 4 до 21 в восточной части и от 4,5 до 40 м – в западной. Авторы данной статьи составили матрицу рентабельности разработки нефтяных оторочек (рис. 1) в зависимости от эффективных толщин и депрессий в условиях месторождения. Так как разработка залежи на безгазовых дебитах экономически неэффективна, авторы предлагают методику, основанную на процессе испарения нефти. Суть технологии: сухой газ, фильтруясь через нефтенасыщенный коллектор, насыщается легкими фракциями УВ, которые впоследствии стабилизируются на газосепараторной установке.

ΔP , атм \ H, м	5	20	30	40
1	Red	Red	Red	Red
10	Red	Orange	Orange	Orange
20	Red	Orange	Orange	Orange
30	Red	Orange	Yellow	Yellow
40	Red	Orange	Yellow	Yellow
50	Red	Orange	Yellow (NPV _{max})	Yellow
60	Red	Orange	Yellow	Green
70	Red	Orange	Yellow	Green (NPV _{max})
90	Red	Orange	Yellow	Green
100	Red	Orange	Yellow	Green

Рисунок 1. Матрица рентабельности разработки нефтяных оторочек

При разработке нефтяной оторочки месторождения Тролл в Норвегии применялся ряд инновационных для своего времени решений, в число которых входит применение горизонтальных скважин. Месторождение разрабатывается 121 горизонтальной скважиной. В основном это многозатбойные (до 7 разветвлений) скважины длиной от 1000 до 7703 метров, пробуренные на 1-2 метра выше ВНК [4]. Хорошая проницаемость залежей позволяет вести добычу на режиме критических безгазовых дебитов нефти, что не допускает прорыва газового конуса к скважине. Однако, высокие значения проницаемости способствуют постоянному подъему конуса воды. Поэтому обводненность продукции постоянно возрастает. Однако, это не помешало, согласно расчетам, добиться конечной нефтеотдачи в 37,1%. Данное месторождение является отличным примером эффективного разбуривания залежи многоствольными скважинами для увеличения контакта скважины/резервуара, что обладает рядом преимуществ, как, например, задержанный прорыв воды и газа, повышенная продуктивность скважины, эффективность охвата пласта и большая площадь дренирования.

Авторы патента «Способ разработки газонефтяных залежей» [7] предлагают использование горизонтальных скважин с созданием ответвления (поз.3) и с герметизацией затрубного (поз. 1 и поз 2), направленного вверх, с пересечением газонефтяного контакта (поз.4) и вскрытием газонасыщенной части пласта (рис. 2). При этом выполняют перфорирование колонны со вскрытием газовой шапки в двух противоположных участках скважины (поз.5 и поз.6) в пределах целевого пласта. Управление перетоками газообразных и жидких флюидов в скважине между различными интервалами перфораций осуществляют с помощью регулируемых с поверхности перепускных устройств (поз.7 и поз 8). Конструкция скважины по способу позволяет осуществлять независимую добычу газа в необходимых

объемах из двух интервалов вскрытия газовой шапки, что позволяет независимо обеспечить контроль за перемещением газонефтяного контакта и подъем пластового флюида на поверхность за счет естественного газлифта.

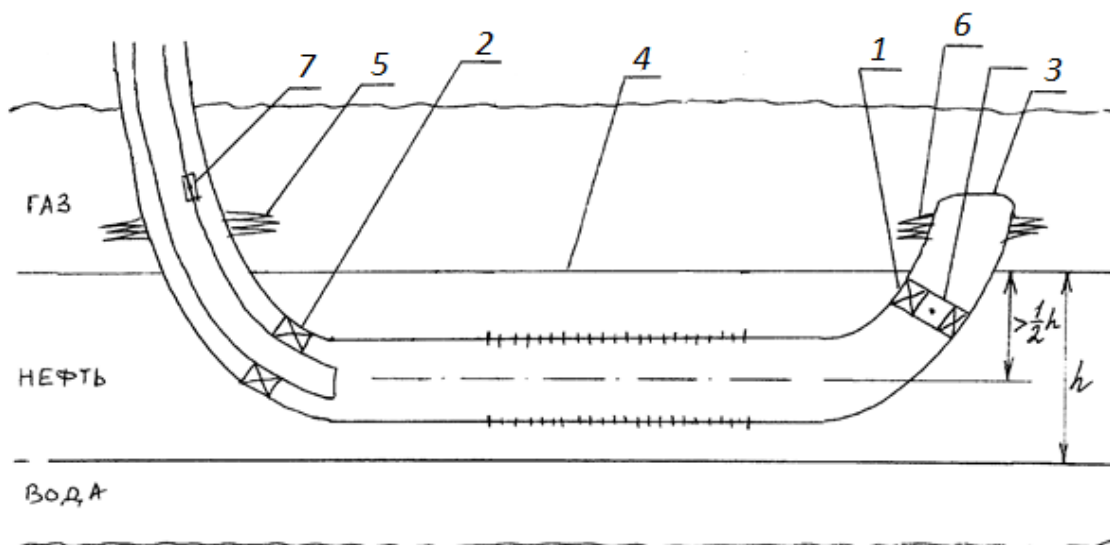


Рисунок 2. Схема конструкции скважины

В процессе численного моделирования авторами рассмотрены 3 набора расчетов, так называемые кейсы: кейс «Русское» (мощность оторочки $h=60$ м), кейс «Мессояхское» ($h=27$ м) и кейс «Ван-Еганское» ($h=12$ м). Наилучший эффект от замедления конуса газа проявляется в кейсе «Мессояхское» при работе на истощении и в относительных цифрах КИН прирост в сравнении с вариантом без добычи газа за 10 лет составил 24%.

В ранее рассмотренных примерах добыча велась в естественном режиме истощения. Однако, данный подход при разработке залежей с меньшей проницаемостью или присутствием трещинно-порowych коллекторов осуществлять нецелесообразно.

В практике добычи нефти из нефтяных оторочек достаточно широкое распространение получила технология барьерного заводнения. Барьер воды, создаваемый над ГНК с использованием нагнетательных скважин, разобщает нефтяную оторочку и газовую (газоконденсатную) шапку. Это позволяет увеличить безгазовые критические дебиты нефти. Барьерное заводнение применяется в основном в случае краевых нефтяных оторочек. В случае с подошвенной оторочкой закачиваемая вода достаточно быстро поступает в нефтяную оторочку, вызывая ее расформирование. В некоторых случаях получены положительные результаты применения барьерного заводнения для изоляции газовой шапки от нефтяной части залежи (например, на Самотлорском месторождении) [5].

Различают три вида барьерных методов:

- 1) создание жестких барьеров (с нулевой проницаемостью);
- 2) полужестких (с резко пониженной проницаемостью);
- 3) водяных (барьерное заводнение).

Разновидностью полужестких барьеров являются полимерные экраны, создающиеся на контакте «нефть – газ» в результате закачки в скважины (без гидроразрыва) растворов. Основное свойство полимеров состоит в загущении воды, что приводит к уменьшению соотношения вязкостей нефти и воды в пласте и сокращению условий прорыва воды, обусловленным различием вязкостей и неоднородностью пласта.

Полимеры являются дорогостоящими реагентами, для уменьшения затрат на увеличение нефтеотдачи существенный интерес представляют методы, основанные на использовании более дешевых и недефицитных химических продуктов. К таким методам прежде всего относится закачка пены, которая, резко снижает фазовую проницаемость нефти и газа. По этой технологии раствор поверхностно-активного вещества (ПАВ) закачивается на уровне ГНК, и пена образуется при фильтрации газа через ПАВ. Таким образом, увеличение охвата залежи происходит не только за счет сближения вязкостей нефти и вытесняющего агента, но и за счет уменьшения степени неоднородности пласта по подвижности нефти.

Не менее действенным может стать создание неподвижного экрана на уровне ГНК и затем увеличивающегося в размерах жидкостного (водяного) барьера. Назначением неподвижного экрана является предотвращение прорыва в зону дренирования воды, закачиваемой в ходе создания жидкостного барьера; водяного экрана - разобщение газовой шапки и нефтяной оторочки (т.е. недопущение прорывов газа к скважине), а также поддержание пластового давления.

Условия разработки залежи ботубинского горизонта Чаяндинского НГКМ была проанализирована авторами статьи [2]. Толщина залежи 8–12 м, присутствует анизотропия по проницаемости с наличием высокопроводящих пропластков, низкие пластовые давления (на 15-30% ниже гидростатического), высокая вязкость нефти, отсутствие активной связи с законтурной водоносной областью, разработка залежи ведется на естественном режиме. Авторы работы изучили возможность реализации методов искусственного поддержания пластового давления, включающих законтурное и внутриконтурное заводнение, закачку газа в газоконденсатную шапку и комбинированное воздействие (сочетание законтурного и барьерного заводнения и др).

На основе проведенного исследования вытесняющих агентов для поддержания пластового давления, авторы статьи дают рекомендации при освоении нефтяных оторочек Чаяндинского и схожих месторождений в качестве наиболее перспективных агентов рассматриваются газ (азот, углеводородные смеси, дымовые газы и др.) или водные растворы полимеров.

Для предупреждения гидратообразования предпочтительно применение водогазовых смесей на основе азота, а также нагнетание азота для создания прослойки между оторочкой водного раствора полимера и углеводородным газом газовой шапки. В случае применения полимеров следу-

ет учитывать вытесняющие способности растворов, стабильность во времени, вязкость и устойчивость в условиях высокой минерализации.

В патенте [8], авторы предлагают использование горизонтальных нагнетательных скважин с установкой на горизонтальном участке нефтедобывающих скважин заколонных пакеров и автономных или регулируемых устройств контроля притока с созданием в нефтенасыщенном интервале не менее 3-х изолированных друг от друга секций. До начала работы нефтедобывающих скважин осуществляют закачку нагнетательного агента для создания в области добычи нефти давления выше начального пластового для формирования основного притока флюидов в нефтедобывающие скважины по латеральному направлению. Для поддержания стабильности газонефтяного контакта и отсрочки времени формирования конуса газа добычу газа производят через одну или несколько горизонтальных газовых скважин в газовой шапке на расстоянии не более 20 м, расположенных под углом или перпендикулярно нефтедобывающим скважинам в объемах, которые позволяют создать в газовой шапке воронку депрессии над районом добычи жидких флюидов. Конструкции газовых скважин предусматривают глухие вставки, расположенные над нагнетательными скважинами, длиной не менее одного расстояния между нефтедобывающей и нагнетательной скважинами, предотвращающие добычу флюидов в этих интервалах. Схема расположения скважин приведена на рисунке 3.

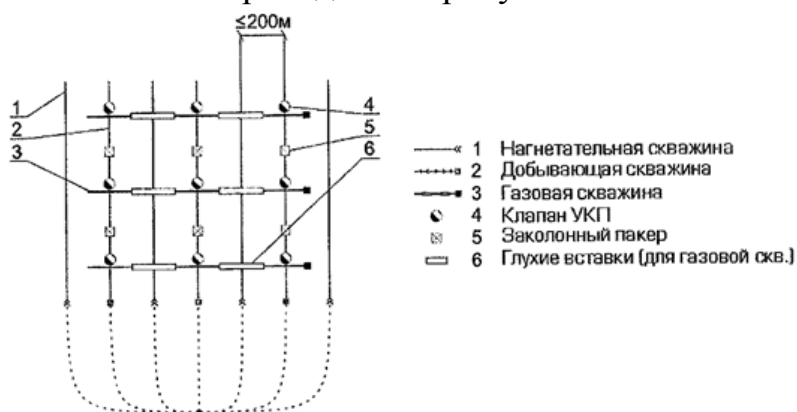


Рисунок 3. Схема расположения скважин

Таким образом, обобщение опыта разработки нефтяных оторочек показало, что запасы оторочек относятся к трудноизвлекаемым, из-за малой толщины, низких проницаемостей, передвижения ГНК, защемления нефти и прорывов газа. В условиях Новопортовского месторождения наиболее прибыльным для инвестора отмечена разработка пластов более 30 метров с депрессией от 60 атм. Применяются технологии барьерного заводнения и закачки газа для поддержания давления. Создание жестких, полужестких и водяных барьеров имеет положительное воздействие. Для предотвращения конусообразования горизонтальные скважины располагают у ВНК, в практике есть примеры размещения под ВНК. Используют

устройства контроля отбора в горизонтальных отрезках скважины. Использование критических безгазовых дебитов оправдано лишь при разработке высокопроницаемых пластов.

Библиографический список

1. Баженов, Д. Ю. Оптимизация технологии разработки нефтяных оторочек // Науки о земле: Сырьевая база и геологоразведка. – 2016. – № 18. – С. 60-67.
2. Буракова, С. В. Проблемы освоения тонких нефтяных оторочек газоконденсатных залежей Восточной Сибири (на примере ботубинской залежи Чаяндинского НГКМ) // Вести газовой науки. – 2013. – № 5. – С. 124-133.
3. Birchenko, V. M. Analytical Modelling of Wells with Inflow Control Devices // дис. канд. тех. наук. – 2010. – 156 с.
4. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа / С. Н. Закиров [и др.]. – Москва, 2004. – 520 с.: илл.
5. Синицин, Д. М. Эффективность применения барьерного заводнения залежи НХ III-IV Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения : дис. ... канд. техн. наук : 23.04.03 / Д. М. Синицин — Красноярск : СФУ, 2017. – 116 с.
6. Сугайпов, Д. А. Опыт бурения многозабойных горизонтальных скважин для разработки нефтяных оторочек на примере Новопортовского месторождения / Д. А. Сугайпов // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 10. – С. 46-50.
7. Патент № 2547530С1 Российская Федерация, Способ разработки газонефтяных залежей. / Тимчук А. С., Иванцов Н. Н.; патентообладатель ООО «ТННЦ»; заявл. 19.09.2013; опубл. 19.09.2013.
8. Патент № 2610485С1 Российская Федерация, Способ разработки газонефтяных залежей. / Иванцов Н. Н., Лапин К. Г., Гайдуков Л. А., Волгин Е. Р.; опуб. 19.11.2015.
9. Минэнерго рассматривает предоставление льгот по НДС на нефтяные оторочки [Электронный ресурс] // ТАСС Информационное агентство России. - Режим доступа: URL: <http://tass.ru/tek/3846688>

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ БЕЗГАЗОВО-БЕЗВОДНЫХ ДЕБИТОВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ КРАЙНЕГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Зомарева Е. В.

Тюменский индустриальный университет

Аннотация: В данной статье представлен расчет предельного безгазово-безводного дебита q_n на горизонтальных скважинах на Крайнем месторож-

дении. Объектом исследования был выбран продуктивный пласт Ю₁₋₂. На основании расчета были сделаны выводы.

На юге Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области находится Крайнее нефтяное месторождение. Значительная часть (78%) начальных геологических запасов нефти промышленной категории ВС₁ содержится в пластах БС₁₀¹⁻², БС₁₀² и Ю₁. При этом на долю самого крупного по запасам пласта Ю₁ приходится 44%.

Рассматривается задача, определения параметров разработки установившейся фильтрации нефтегазовой залежи, подстилаемой подошвенной водой, определить предельный безгазово - безводный дебит q_n на горизонтальных скважинах; исходные данные для расчета в таблице №1.

Скважина, предназначенная для разработки нефтенасыщенной зоны нефтегазовой залежи НГМ, с активной подошвенной водой, проперфорирована в середине нефтенасыщенной толщи. Расстояние от верхних перфорационных отверстий до начального положения газонефтяного контакта (ГНК₀) составляет h_0 , такое же расстояние от нижних перфорационных отверстий до начального положения водонефтяного контакта (ВНК₀).

Рассматривается опережающая разработка нефтенасыщенной части пласта нефтегазовой залежи. Разделим нефтенасыщенную толщу посередине плоскостью А-А. При разработке нефтяной зоны давление на забое падает, давление в газовой шапке и водонасыщенной зоне постоянно. Положения ГНК и ВНК будут смещаться в нефтяную зону, образуя конусы.

Предельным значением безгазово - безводного дебита нефтяной скважины принимаются значения, при которых оба конуса: газовый сверху и водяной снизу одновременно достигнут верхних и нижних отверстий перфорации.

$$q_n = q_{n1} + q_{n2} \quad (1)$$

где q_{n1} - безгазовый дебит, определяемый в зоне I;

q_{n2} - безводный дебит, определяемый в зоне II.

Предельный безгазово-безводный дебит для горизонтальной скважины находится с поправкой на положение скважины в пласте и линейный вид притока к горизонтальному участку. Так, изменение расположения ствола в пласте с изменением типа закачивания на горизонтальный представлена на рисунке 1.

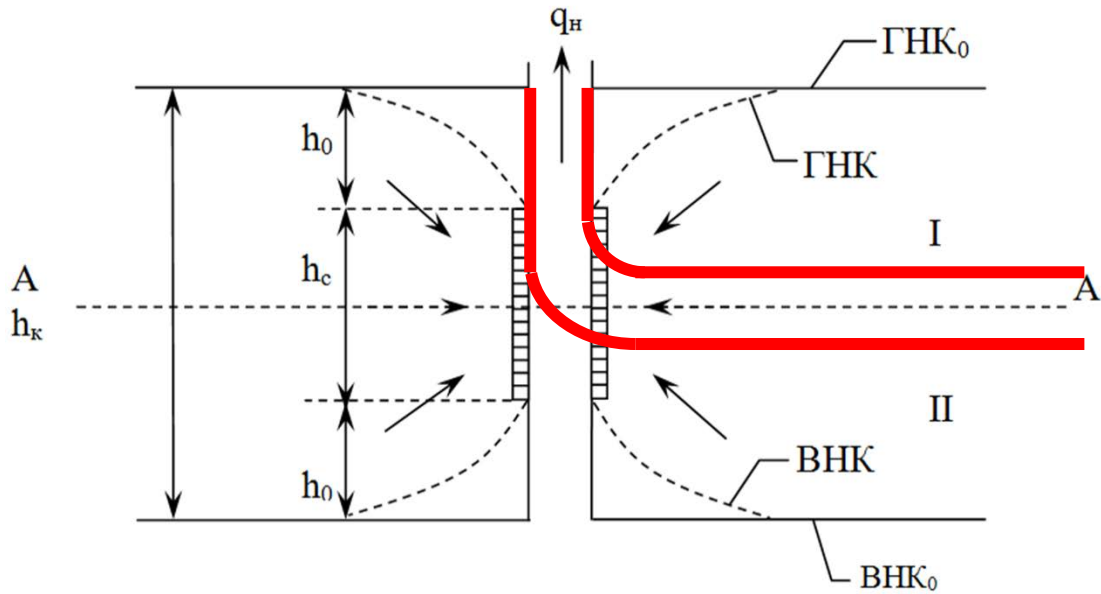


Рисунок 1. Схема притока нефти к скважине нефтегазового месторождения с образованием газового и водяного конусов на ГС:
 h_k – нефтенасыщенная толща, м; ГНК₀ и ГНК - начальное и текущее положение газонефтяных контактов; ВНК₀ и ВНК - начальное и текущее положение водонефтяных контактов

Из рисунка 1 определяем

$$h_k = h_k ; h_c = 2r_c$$

Формула безгазово - безводного дебита для вертикальной скважины

$$q_{nl} = \frac{2 * \pi * k * \bar{h} * \Delta P_1}{\mu_n * B * \ln \frac{R_k}{r_c}} \quad (2)$$

Формула Дюпюи (3) для вертикальной скважины

$$q = \frac{2\pi k h (P_{nl} - P_3)}{\mu_n B \ln \frac{R_k}{r_c}} \quad (3)$$

Формула (Joshi) Джоши (4) для горизонтальной скважины

$$q = \frac{2\pi k h}{\mu_n B} \cdot \frac{P_{nl} - P_3}{\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} + \frac{h}{L} \cdot \ln \frac{h}{2\pi r_c}} \quad (4)$$

где q – дебит горизонтальной скважины, м³/с;

k – абсолютная проницаемость пласта, м²;

h – толщина пласта, м;

μ_n – вязкость нефти, Па·с;

B – объемный коэффициент, ед.;

P_{nl}, P_3 – пластовое и забойное давление соответственно, Па;

r_c – радиус скважины, м;

L – длина горизонтального участка ствола, м;
 a – большая полуось эллипса контура питания, м.

С учетом формулы (2) и (4) получим формулу безгазово-безводного дебита для горизонтальных скважин.

$$q_{н1,2} = \frac{2\pi k \bar{h}}{\mu_n B} \cdot \frac{\Delta P_{1,2}}{\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} + \frac{h}{L} \cdot \ln \frac{h}{2\pi r_c}} \quad (5)$$

$$\frac{h_k + 2r_c}{8} = \bar{h} \quad (6)$$

$$\begin{aligned} g * \Delta \rho_{нз} * (h_k - 2r_c) &= \Delta P_1 \\ g * \Delta \rho_{вн} * (h_k - 2r_c) &= \Delta P_2 \end{aligned} \quad (7)$$

Таблица №1

Исходные данные

h_k – средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	3,3
k – абсолютная проницаемость пласта, м ²	$5,1 * 10^{-15}$
μ_n – вязкость нефти в пластовых условиях, Па*с	$0,73 * 10^{-3}$
B – объемный коэффициент, д.ед.	1,233
плотность воды, кг/м ³	1001
плотность нефти, кг/м ³	750
плотность газа, кг/м ³	0,9
r_c – радиус скважины, м	0,1
L – длина горизонтального участка ствола, м	600
a – большая полуось эллипса контура питания, м	1350

Решение:

Из рисунка 1 определяем:

$$\Delta \rho_{нз} = \rho_n - \rho_z = 750 - 0,9 = 749,1 \text{ кг/м}^3$$

$$\Delta \rho_{вн} = \rho_v - \rho_n = 1001 - 750 = 251 \text{ кг/м}^3$$

Из формулы (6)

$$\bar{h} = \frac{3,3 + 2 * 0,1}{8} = 0,4375$$

Из формулы (7)

$$\Delta P_1 = 9,81 * 749,1 * (3,3 - 2 * 0,1) = 22780,8801 \text{ Па} = 0,0228 \text{ МПа}$$

$$\Delta P_2 = 9,81 * 251 * (3,3 - 2 * 0,1) = 7633,164 \text{ Па} = 0,0076 \text{ МПа}$$

Из формулы (5)

$$q_{н1} = \frac{2 * 3,14 * 5,1 * 10^{-15} * 0,4375}{0,73 * 10^{-3} * 1,233} \cdot \frac{22780,8801}{\ln \frac{1350 + \sqrt{1350^2 - (600/2)^2}}{600/2} + \frac{3,3}{600} \cdot \ln \frac{3,3}{2 * 3,14 * 0,1}} =$$

$$= 2,164 * 10^{-7} \text{ м}^3 / \text{с} * 86400 = 0,018 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

Из формулы (3)

$$q_{н2} = \frac{2 * 3,14 * 5,1 * 10^{-15} * 0,4375}{0,73 * 10^{-3} * 1,233} \cdot \frac{7633,161}{\ln \frac{1350 + \sqrt{1350^2 - (600/2)^2}}{600/2} + \frac{3,3}{600} \cdot \ln \frac{3,3}{2 * 3,14 * 0,1}} =$$

$$= 7,251 * 10^{-8} \text{ м}^3 / \text{с} * 86400 = 0,006 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

Из формулы (1)

$$q_n = 0,018 + 0,006 = 0,024 \text{ м}^3 / \text{сут}.$$

Месторождение характеризуется как недоизученное (разведанность запасов нефти – 71%), нуждается в дальнейшем доизучении и доразведке.

Предельный безгазово-безводный дебит в данном расчёте получился 0,024 м³/сут, так как дебит слишком мал, работа скважины на таком режиме невозможна.

Библиографический список

1. Муравьев, В. М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин / В. М. Муравьев. – Москва : Недра, 1978. - 448 с.
2. Галимджанов, Р. Т. Оценка эффективности гидравлического разрыва пласта с применением горизонтальных скважин Майского нефтяного месторождения [Текст] / Р. Т. Галимджанов // Проблемы геологии и освоения недр : сб. науч. тр. / Томский политехнический университет. – Томск, 2010. – С. 60-62.
3. Гушинец, А. Е. Анализ расчетных формул для определения дебита горизонтальных скважин [Текст] / А. Е. Гушинец, А. Е. Борусов // Проблемы геологии и освоения недр: сб. науч. тр. / Томский политехнический университет. – Томск, 2010. – С. 123-125.

Научный руководитель - Мулявин С. Ф., д-р техн. наук, профессор

АНАЛИЗ ЭЛЕКТРОТЕПЛОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА, КАК ТЕХНОЛОГИЯ БОРЬБЫ С «КОНДЕНСАТНЫМИ БАНКАМИ»

Инякин В. В., Костина Е. С.
Тюменский индустриальный университет

АННОТАЦИЯ: В данной работе рассмотрены методы для повышения продуктивности скважин. Целью работы – Уменьшение влияния «конденсатных банок» на работу добывающих газоконденсатных скважин, путем внедрения комплексных методов и технологий, в условиях низких ФЕС пласта и аномально высокого пластового давления [1].

В процессе разработки и эксплуатации газоконденсатных залежей происходит снижение пластового давления, ниже давления начала конденсации, после которого в породе-коллекторе начинает выделяться из газовой фазы конденсат, что приводит к его накоплению сначала в призабойной зоне пласта (рисунок 1), а в дальнейшем и на удаленных зонах.

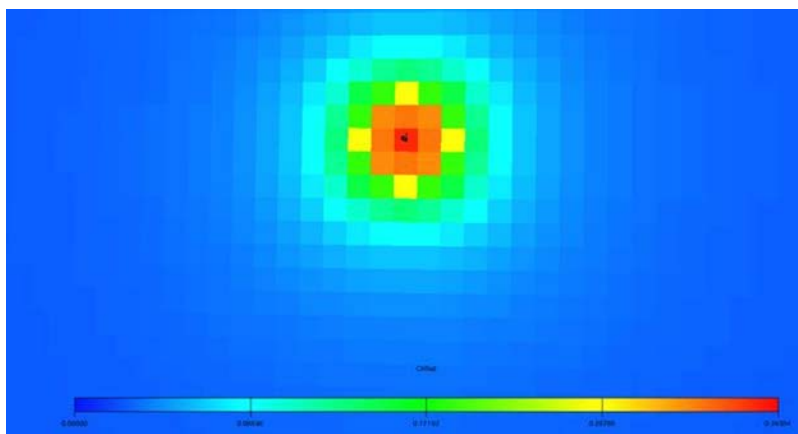


Рисунок 1. Модель насыщения ретроградным конденсатом
вокруг скважины

Проблема накопления ретроградного конденсата в призабойной зоне скважин в последнее время вызывает широкий интерес, поскольку выделение высококипящих компонентов из парогазовой фазы приводит к увеличению насыщения ретроградным конденсатом и приводит к снижению дебитов как по газу, так и по конденсату.

Существует широкий спектр методов борьбы с накоплением ретроградного конденсата в пласте, среди которых:

- Акустическое воздействие;
- Изменение смачиваемости коллектора;
- Кислотная обработка;

- Гидравлический разрыв;
- Обработка ПЗП газом;
- Тепловая обработка.

Значительная их часть имеет лишь теоретическое описание, либо единичное внедрение в промышленную практику.

Одним из перспективных методов поддержания уровней добычи, но так и не реализованным, является тепловая обработка.

Фазовое состояние природных газоконденсатных систем и процесс накопления ретроградного конденсата у забоя скважин в значительной степени определяется термобарическими условиями, существующими в этой зоне пласта. Поэтому накопление ретроградного конденсата можно уменьшить за счет создания соответствующего температурного режима. Испарение конденсата и перевод его в газовую фазу возможно осуществить при помощи термической обработки призабойной зоны пласта.

При ограниченном воздействии на призабойные зоны скважин радиусом несколько метров требуются малые энергетические затраты и поэтому тепловое воздействие на прискважинные зоны газоконденсатных пластов может быть вполне реализовано.

Основной данным метода является периодическое прогревание окоскважинных зон с помощью забойного электронагревателя, который нужно спускать в интервал перфорации с высокой проницаемостью.

Установлено, что образование ретроградного конденсата в призабойной зоне скважин значительно уменьшает их продуктивности. Для повышения продуктивности газоконденсатных скважин могут быть использована тепловая обработка их призабойных зон, которая удаляет конденсатную банку за пределы призабойных зон скважин.

Библиографический список

1. Гужов, Н. А. Термогидродинамические основы добычи углеводородов при разработке газоконденсатных месторождений с воздействием на пласт: дис ... д-ра техн. наук: 05.15.06 / Н. А. Гужов. – Москва, 2000. – 474 с.
2. Вяхирев, Р. И. Разарботка и эксплуатация газовых месторождений / Р. И. Вяхирев, А. И. Гриценко, Р. М. Тер-Саркисов. – Москва : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 880 с.
3. Бурже, Ж. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов / Ж. Бурже, П. Сурио, М. Комбарну. – Москва : Недра, 1989. – 422 с.
4. Методы повышения продуктивности газоконденсатных скважин / А. И. Гриценко [и др.]. – Москва : ОАО «Недра», 1997. – 364 с.

ОПЫТ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА ПЛАСТАХ ПОКУРСКОЙ СВИТЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Исхаков Р. Ф., Стрекалов А. В.
Тюменский индустриальный университет

АННОТАЦИЯ

Объектом рассмотрения данной статьи будут пласты Покурской свиты западной Сибири. Их ключевая особенность – высокая неоднородность как по микро-, так и макропараметрам, слабосцементированный песчаник с высоковязкой нефтью. Основной проблемой таких пластов является прорыв воды от нагнетательных скважин. В качестве решения этой проблемы из ряда технологий была выбрана закачка полимерного состава в нагнетательные скважины для выравнивания профиля приёмистости и как следствие повышение коэффициента охвата заводнением. С целью определения эффективности были проведены имитационные расчёты на гидродинамической модели, которые показали, что полимерное заводнение позволяет увеличить коэффициент охвата, улучшить характеристику вытеснения и мгновенно снизить обводнённость в реагирующих скважинах.

ВВЕДЕНИЕ

Объектом рассмотрения данной статьи будут пласты Покурской свиты западной Сибири. Их ключевая особенность – высокая неоднородность как по микро-, так и макропараметрам, слабосцементированный песчаник с высоковязкой нефтью. С начала разработки и по сей день рассматриваются и анализируются разные варианты систем для повышения качества выработки запасов. В мировой практике основным решением данной проблемы является вязко упругие системы или полимерное заводнение.

Толчком для проведения данной работы было то, что в определённый момент, для большинства пластов наступает период, когда следует вводить систему поддержания пластового давления, при переводе под ППД с закачкой воды может возникнуть несколько проблем:

1. Рост воды в скважинной продукции вследствие образования высоко проводящих каналов и как результат - падение продуктивности по нефти в реагирующих скважинах.
2. Интенсивный рост обводнённости вследствие высокой разницы подвижностей вода/нефть.

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Целью работы являлось оценка применимости полимерного заводнения в условиях латеральных прорывов воды на пластах покурской свиты Западной Сибири. Оценка эффективности полимерного заводнения проводилась на секторной гидродинамической модели участка опытно-промышленных работ на одной из кустовых площадок.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Исходные данные (зависимости концентрации от скорости сдвига, изменения вязкости от концентрации) были взяты из исследований, проведённых на насыпной модели из кернавого материала.

Первым делом были проведены расчёты на синтетической модели, на который опытным путём был получен вывод, что при наличии гидродинамической связи с аквифером, эффект от полимерного заводнения отсутствует.

В связи с полученными выводами по расчётам на синтетической модели был выбран участок ОПР полностью подходящий под опробование полимерного заводнения, так как по данным РИГИС на этом участке выделяется довольно мощная глинистая перемычка на границе ВНК.

Далее были проведены расчёты на модели участка ОПР с применением разных вариантов полимерного заводнения: 1) постоянная закачка полимера после полученного прорыва от закачки воды; 2) продолжение закачки воды после прорыва; 3) циклическая закачка полимера после полученного прорыва от закачки воды. Расчёты проводились как на модели с искусственной трещиной, так и без. При вводе полимерной функции как при постоянной закачке, так и при циклической отмечается положительный эффект в виде улучшения характеристики вытеснения и КИНа, за счёт увеличения коэффициента охвата.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Переход на полимерное заводнение позволит:

1. Снизить обводнённость по реагирующим скважинам;
2. Улучшить Характеристику вытеснения;
3. Обеспечить перераспределение фильтрационных потоков.

Данная технология рекомендуется к рассмотрению на всех пластах аналогов, как высокоэффективное решение проблем с негативным влиянием нагнетательных скважин

Библиографический список

1. Проблемы извлечения остаточной нефти физико-химическими методами [Текст] / Н. С. Хисамутдинов [и др.]. - Москва : ВНИИОЭНГ, 2001. - 181 с. : граф., рис. - Библиогр.: с. 175.
2. Михайлов, Николай Нилович. Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов [Текст] / Н. Н. Михайлов. – Москва : Недра, 1992. - 270 с.
3. Полимерное заводнение в сложнопостроенных коллекторах при учете локальных нелинейных эффектов [Текст] : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 25.00.17 / Касим Басим Мохаммед Нур ; РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. - Москва, 2001. - 24 с.
4. ASP Flooding Pilot Test in Karamay Oilfield Hongjun Gu, Ruiqi Yang // SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, 2-6 November [Text] - Society of Petroleum Engineers, Beijing, China, 1998.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОБЛЕМ САМОЗАДАВЛИВАНИЯ СКВАЖИН СЕНОМАНСКОЙ ЗАЛЕЖИ НА НЕИЗВЕСТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Каланчук А. О.
Тюменский индустриальный университет

Большинство месторождений севера Западной Сибири разрабатываются уже более 30 лет и находятся на завершающей стадии разработки либо на стадии падающей добычи. Следует отметить, что существенное снижение давления в пласте осложняет разработку таких месторождений, так как влечет за собой снижение дебита газоконденсатных скважин, а это в свою очередь имеет ряд последствий. Конечно, снижение дебита прямо пропорционально влияет на экономическую эффективность разработки таких месторождений, но в первую очередь это может повлечь за собой необратимые последствия, такие как самозадавливание скважин, вследствие снижения скорости потока газа ниже такого критического значения, при котором на забое скапливается жидкость.

В последнее время проблема самозадавливания скважин на завершающей стадии разработки является чрезвычайно актуальной. На повестке дня вопрос об извлечении низконапорного газа на таких месторождениях. Внедрение новых технологий в разработку является одним из самых эффективных методов извлечения низконапорного газа, но не всегда эти методы являются экономически обоснованными, поэтому проблема правильно установленного технологического режима скважин является очень актуальной на данный момент.

Очень остро поставлен вопрос на Неизвестном месторождении. Отбор запасов газа от начальных утвержденных в зависимости от разных УКПГ составляет от 85 до 95%, в целом по месторождению эта отметка близка к 90%. Фонд действующих скважин варьируется от 10 до 63 единиц на разных УКПГ, в целом по месторождению действующий фонд составляет более 200 единиц. С начала разработки месторождения пластовое давление в зонах эксплуатационных скважин снизилось с 11,43 МПа до 1,66 МПа и продолжает снижаться. Депрессия варьируется от 0,16 до 0,18 МПа. Текущие запасы газа на месторождении составляют примерно 230 млрд. м³. Средний дебит примерно равен 100 тыс. м³/сут.

Большая часть скважин на Неизвестном месторождении оборудованы колоннами НКТ диаметром 168 и 127 мм, что при низких дебитах газа чревато низкими скоростями потока газа в стволе скважины. Уменьшение скоростей потока приводит к накоплению конденсационной воды на забое скважин. Количество жидкости выделяющейся при конденсации из газа прямо пропорционально влагосодержанию газа и увеличивается со снижением пластового давления. По мере скопления жидкости на забое увеличи-

вается гидростатическое давление в скважине и это приводит к самозадавливанию скважин, соответственно к ее остановке.

Но накопление жидкости на забое связано не только с конденсацией воды на забое, но и с подтягиванием подошвенных вод. При проведении исследований жидкости в скважинах доля смеси подошвенной и конденсационной вод отмечается в 11% случаев, в остальных 89% отмечается наличие только конденсационной воды. Это еще раз подтверждает тот факт, что скорость потока газа является одним из наиважнейших факторов, влияющих на работу скважин и месторождения в целом.

На основании проведенных ранее исследований выявлено, что следствием обводнения скважин является размыв порового цемента, а также вынос песка и образование каналов повышенной проводимости. При этом на забое образуются пескожидкостные пробки, которые перекрывая интервал перфорации, существенно снижают добывающую способность скважин.

На Неизвестном месторождении влияние самозадавливания скважин довольно велико. Следует отметить, что диаметр НКТ существенно влияет на самозадавливание скважин, в частности число скважин оборудованных НКТ диаметром 168 мм либо комбинированными НКТ 168 мм и 127мм составляет 83% от общего количество самозадавлившихся скважин.

Опираясь на проведенные ранее исследования можно выделить основные причины снижения дебитов газа на Неизвестном месторождении:

- Ограничение дебита по причине превышения максимально допустимой депрессии на пласт.
- Ограничение дебита вследствие выноса песка.
- Ограничение дебита по причине притока подошвенной воды.
- Недостаточная скорость потока газа в НКТ, вследствие низкой продуктивности скважин.

Следует отметить, что наибольшую часть скважин, подвергшихся самозадавливанию, составляют скважины, дебит которых снижен по геолого-техническим причинам, таким как вынос песка и по причине максимально допустимой депрессии на пласт.

В таких скважинах следует проводить работы, направленные на укрепление прибойной зоны пласта, а также водоизоляционные работы.

Существует множество методов для поддержания работы скважин на Неизвестном месторождении, таких как:

- Продувка скважин с выпуском газа в атмосферу
- Использование ПАВ
- Уменьшение диаметра насосно-компрессорных труб
- Закачка сухого газа в затрубное пространство
- Проведение капитального ремонта скважин, включающего водоизоляционные работы
- Плунжерный лифт

- Концентрический лифт

Можно установить примерный порядок выбора скважин-кандидатов для проведения той или иной технологии для борьбы с самозадавливанием скважин, вследствие накопления на забое скважин жидкости, состоящей в основном из конденсационной воды, а также в некоторых случаях из пластовых вод.

Из полученного ранее опыта применения тех или иных технологий можно отметить рекомендации к проведению геолого-технических мероприятий

1. Вследствии экономической нецелесообразности применения вышеизложенных методов борьбы с самозадавливанием скважин, следует производить обработки скважин жидкими или твердыми ПАВ, а также производить продувку скважин с выбросом газа в атмосферу.

2. В скважинах с высокими продуктивными характеристиками, которые подвержены самозадавлению, следует проводить капитальный ремонт скважин, включающий укрепление ПЗП, водоизоляционные работы с целью уменьшения пескопроявлений и уменьшения притока пластовой воды к интервалам перфораций.

3. Если есть экономическая целесообразность, то замену лифтовых колонн на меньший диаметр следует производить в случае, если продуктивная способность скважин невелика, таким образом уменьшение диаметра колонн не вызовет больших потерь давления на трение в стволе скважины. Для сохранения продуктивных характеристик скважины следует избегать ее глушения при спуске лифта меньшего диаметра.

4. Если есть техническая возможность, а именно если скважина оборудована парными шлейфами и ее работа не осложнена излишним пескопроявлением и обводнением, следует производить закачку газа в затрубное пространство (в зимний период следует подогревать газ с помощью специальных устьевых подогревателей).

5. Технология применения КЛК целесообразна в случае, если требуется удаление жидкости не только с забоя скважины, но и из интервалов перфораций. Такая необходимость возникает, когда значения дебита газа являются ниже критических.

Библиографический список:

1. Шулятиков, И. В. Разработка технологии и оборудования для удаления жидкости из скважин : автореферат на соискание ученой степени кандидата технических наук / И. В. Шулятиков // «Газпром ВНИИГАЗ». - Москва, 2007. - 28 с.
2. Методика оценки объема конденсационной воды, выделяющейся в стволах газовых скважин / Ю. П. Пеливанов [и др.]. // Наука и ТЭК. - 2011. - № 5. - С. 61-62.

3. Гриценко, А. И. Гидродинамика газожидкостных смесей в скважинах и трубопроводах / А. И. Гриценко, О. В. Клапчук, Ю. А. Харченко. – Москва : Недра, 1994. – 240-242 с.
4. Одишария, Г. Э. Прикладная гидродинамика газожидкостных смесей / Г. Э. Одишария, А. А. Точигин. – Москва : Недра, 1998. - 400 с.
5. Анализ промысловых испытаний технологии эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам: Отчет о НИР / ООО «ВНИИГаз»; руководитель И. В. Шулятиков. - Москва, 2009. - 98 с.

Научный руководитель: Мулявин С. Ф., д-р техн. наук, профессор

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Калашников О. Н.
Тюменский индустриальный университет

При разработке месторождений углеводородов практикуются современные геолого-технические мероприятия (ГТМ). Поскольку ежегодно растет доля трудно извлекаемых запасов (ТРИЗ) использование передовых технологий нефтяными компаниями позволяет рентабельно вести разработку месторождений. Наиболее прогрессивным и эффективным ГТМ интенсификации является гидравлический разрыв пласта (ГРП), который является основным методом повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин.

Основная задача ГРП – создание вблизи скважины трещины высокой проводимости для повышения производительности, путем закачки под высоким давлением жидкости с пропантом или кислоты в целевой интервал, что позволяет улучшить гидродинамическую связь между пластом и скважиной.

Ключевым моментом при ГРП является возникновение рисков и неопределенностей, связанных с геометрией трещины, прогнозом параметров во время проведения ГРП и после смыкания трещины. Разработано несколько методов, к примеру, компанией Schlumberger был разработан и осуществлен алгоритм работ по определению реальной геометрии трещины ГРП, включающий акустику, термокаротаж и моделирование трещины. Однако, как оказалось на практике данный алгоритм требует доработок.

В настоящее время традиционное ГРП позволяет реанимировать старый фонд скважин с низкой рентабельностью и обеспечивает ввод в разработку низкопроницаемых (плотных) объектов ввиду низких дебитов. Перспективной технологией является использование многостадийного гидро-разрыва пласта (МГРП) в низкопроницаемых (плотных) объектах при бу-

рении горизонтальных скважин (ГС), где не допускается выход траектории ствола за пределы продуктивной зоны. Эффективная длина горизонтального участка должна быть больше фактической. Увеличение площади активной поверхности скважины, дренирующий пласт, является ключом к успеху при проводке протяженных горизонтальных скважин.

В дочернем обществе Компании «НК «Роснефть» ООО «РН-Пурнефтегаз» метод гидроразрыва пласта (ГРП) для интенсификации добычи на месторождениях применяется с середины 90-х годов прошлого века. В течение последних 2-х лет активно развивается современный вариант этой технологии – ГС с МГРП, при котором длина горизонтального ствола более 400м, количество стадий не менее 5-7, а каждая зона обрабатывается отдельно.

В мае 2017 года получен хороший результат при бурении ГС, с длиной горизонтального участка ствола 1000 метров, в сочетании с МГРП (9 стадий ГРП) в низкопроницаемых расчленённых пластах меловых отложений (неоком – БП14). Пусковой дебит нефти составил порядка 150 тонн/сутки, что в среднем в 4 раза выше.

Для успешной разработки группы месторождений ООО «РН-Пурнефтегаз» с использованием МГРП является перспективным направлением. Сейчас проводятся комплекс исследований, начиная от изучения специфики геологического строения месторождений, создания геологических, гидродинамических, геохимических моделей, конструкции ГС и ее заканчивания, дизайна МГРП, до подбора рабочих жидкостей и оборудования для бурения, вскрытия и МГРП. В итоге мы можем значительно снизить технические и технологические риски, повысить экономическую эффективность добычи углеводородов.

Учитывая существенные поправки в налоговом законодательстве РФ, которые освободили месторождения баженовской и абалакской (васюганской) свит от налогообложения по НДС на 15 лет, необходимо ускорить освоение технологии ГС с МГРП.

Научный руководитель - Апасов Г. Т., канд. техн. наук, доцент

ОЦЕНКА ХАРАКТЕРА ВЛИЯНИЯ ЗАКАЧКИ НА ОТБОРЫ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ОБЪЕКТА Ю₁₋₁ СЕВЕРО-ОРЕХОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Камалов К. А., Лях Р. А.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Объект Ю₁₋₁ Северо-Ореховского месторождения введен в разработку в октябре 2000 года вводом в работу четырех добывающих скважин (№№ 306, 329, 336, 337).

Система разработки объекта Ю₁₋₁: треугольная с расстоянием 500 м с приконтурным заводнением на Восточном куполе и избирательной системой ППД на Центральном.

Входная обводненность продукции скважин довольно низкая (2 %). Рост обводненности отмечается с 2004 года в связи с интенсивным вводом в работу нагнетательных скважин.

Динамика закачки воды на Северо-Ореховском месторождении объект Ю₁₋₁ (Центральный и Восточный купол) приведена на рисунке 1.

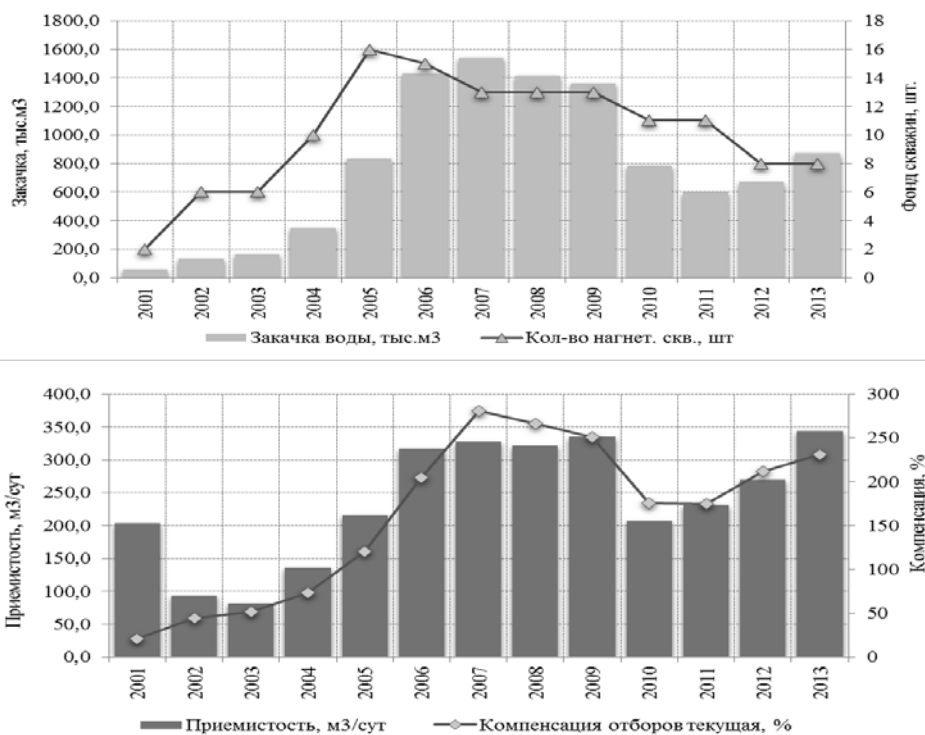


Рисунок 1. Динамика закачки воды на Северо-Ореховском месторождении, объект Ю₁₋₁ (Центральный и Восточный купол)

Для оценки характера влияния закачки на отборы добывающих скважин были выполнены расчеты параметров математических моделей, рассчитаны векторы подтока от направлений влияния закачки – для добывающих скважин и векторы оттока к отбирающим скважинам – для нагнетательных скважин. Кроме того, выполнены оценки компенсации отборов закачкой для очагов влияния нагнетательных скважин и зон добывающих скважин. Расчеты проводились по пласту Ю₁₋₁ по восточному куполу.

Пласт Ю₁₋₁. Карты соотношения характера влияния закачки на отборы по жидкости и проницаемости, абсолютной отметки кровли пласта представлены на рисунке 3. Карты соотношения интенсивности и направления влияния закачки на отборы по нефти с удельной плотностью текущих запасов нефти, абсолютной отметки кровли пласта представлены на рисунке 4,5.

По действующим добывающим скважинам пласта Ю₁₋₁ отмечается стабильная высокая компенсация отборов закачкой. Минимальный предел этих

значений соответствует 70% - скв. 301. По всем остальным изменяется от 258 до 448%. Отмечается положительный характер влияния больших объемов приходящей закачки на пластовое давление в зонах отборов жидкости.

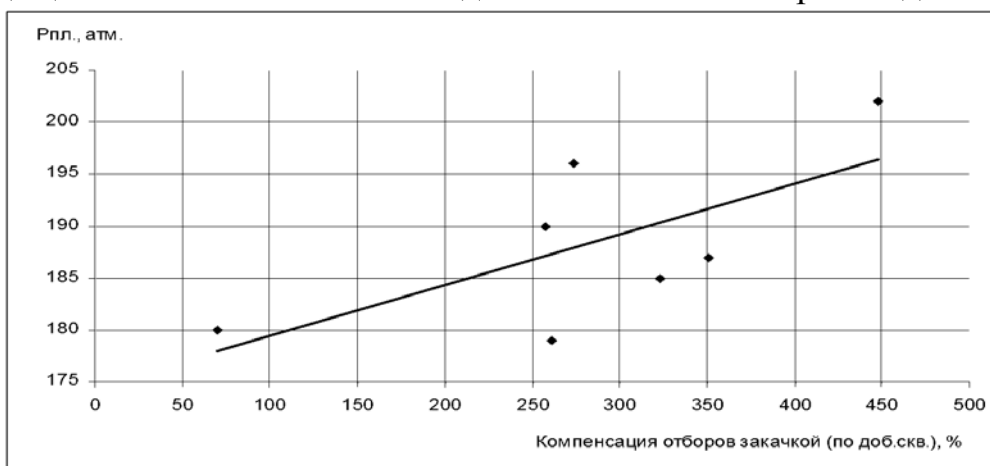


Рисунок 2. График корреляции данных наблюдений пластового давления и компенсации отборов закачкой

Нагнетательный фонд скважин пласта Ю₁₋₁ ранжирован по предложенному относительному коэффициенту эффективности закачки. Скважина 316 считается не эффективной. При положительной компенсации отборов закачкой в 250%, не влияет на вытеснение нефти.

Скважины 325 считаются наиболее результативной. Доля вытесненной нефти по данной скважине превышает 100% от объема закачанной воды. Скважины 335, 338 вытесняют порядка 40% от объема закачки.

Геолого-технологические показатели и данные характера влияния закачки по фонду добывающих и нагнетательных скважин пласта Ю₁₋₁ приведены в таблицах 1 и 2, соответственно.

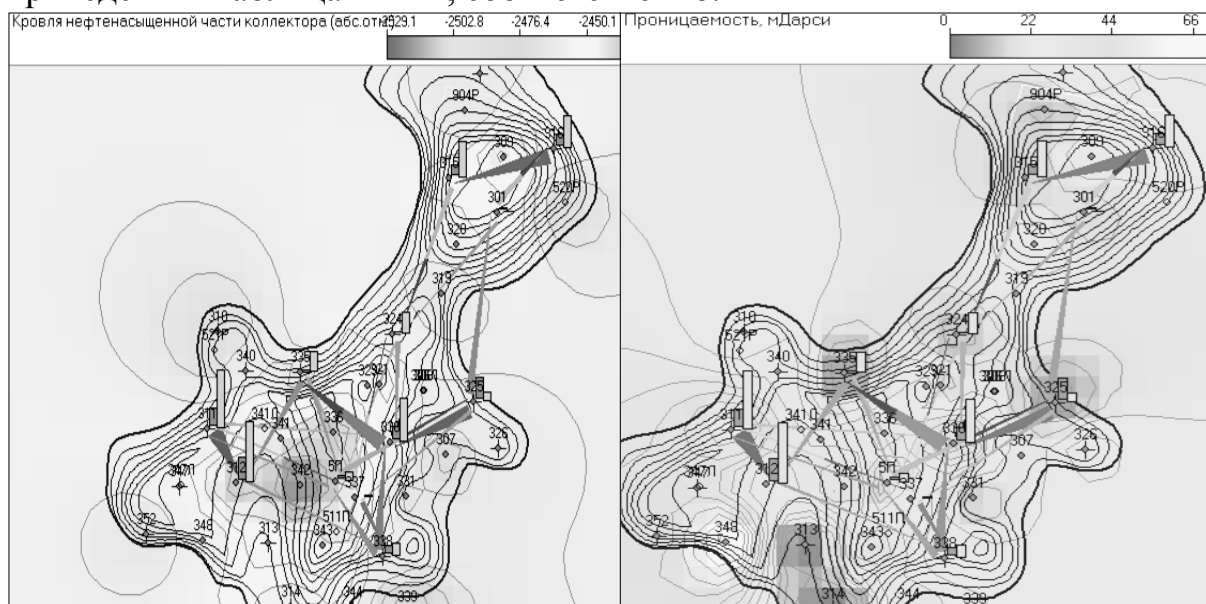


Рисунок 3. Соотнесение характера и степени влияния закачки на отборы по жидкости, компенсации отборов закачкой с картами абсолютной отметки кровли и проницаемости пласта Ю₁₋₁

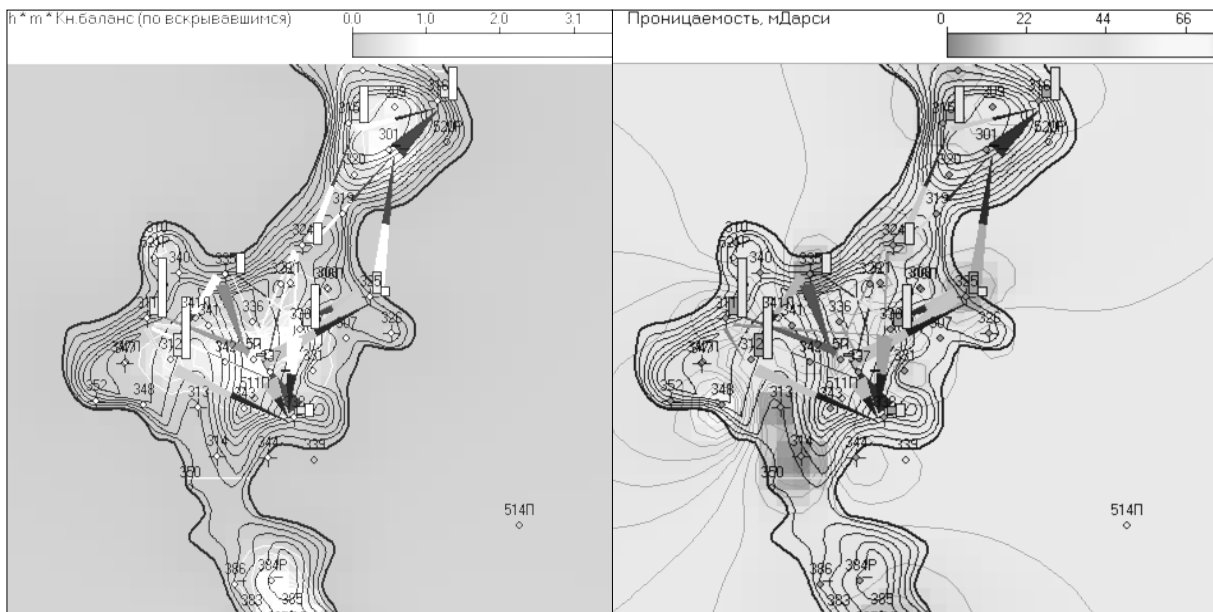


Рисунок 4. Соотнесение характера и степени влияния закачки на отборы по нефти, компенсации отборов закачкой с картами плотности текущих запасов нефти и проницаемости пласта Ю₁₋₁

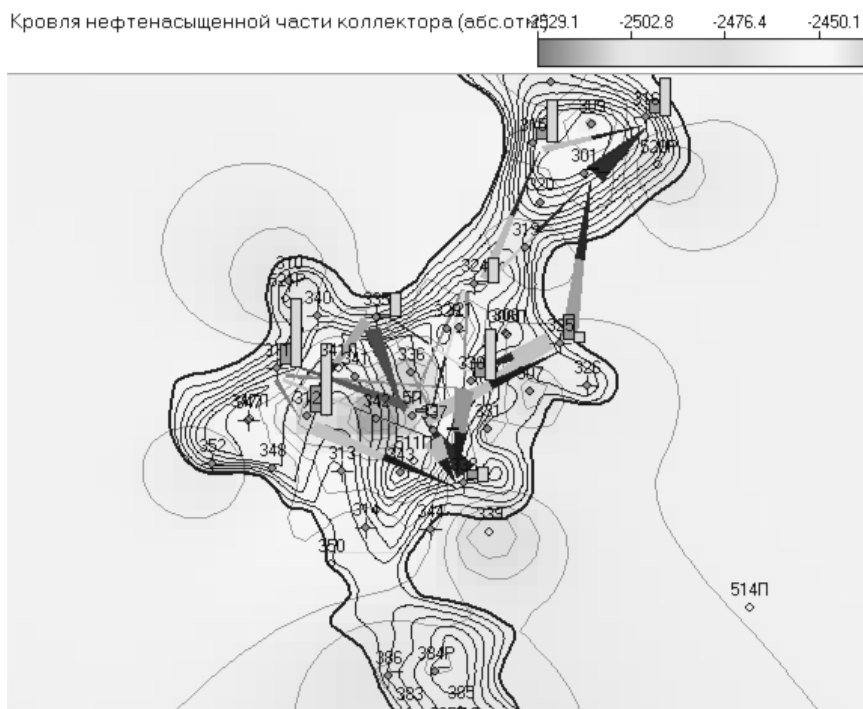


Рисунок 5. Соотнесение характера и степени влияния закачки на отборы по нефти, компенсации отборов закачкой с картой абсолютной отметки кровли пласта Ю₁₋₁

Таблица № 1

Геолого-технологические показатели и данные характера влияния закачки по фонду добывающих скважин пласта Ю₁₋₁

Скв.	Балансовые геом. запасы, тонн	Извл. запасы, тонн	Остаточные извл. запасы, тонн	Остаточные балансовые запасы, тонн	фв тек., %	Характер подтока	фв-КИИЗ, %	КомпОЗ, %	Рпл., атм.	W прон., %	Проницаемость, мДарси
301	419245	104313	5694	289692	80	акцептор	-14.54	69.77	180	68.49	15.8
307	87880	21963	1357		98.76		4.94	0	223	60.87	20.56
309	356402	157884	2879	147175	99.03	акцептор	0.85	0	196	103.94	24.94
312	161668	189063	38141	115541	94.71	акцептор	14.88	258.02	190	104.84	28.96
315	266954	82723	17426	129328	95.8	акцептор	16.86	350.82	187	82.86	14.08
319	211249	28365	1667		95.78		1.66	0		0	20.95
320	267245	36204	5146	109937	98.42		12.63	0	183	86.07	24.99
321	121796	24356	8135	22533	87.57		20.97	0		0	15.66
329	202215	20137	13451		1.13		-32.07	0		0	29.92
330	266649	182421	9330	181581	96.51	акцептор	1.62	322.95	185	49.15	46.08
331	125049	485	92	85064	90.91	донор	9.94	0		0	13.93
336	344025	135982	3921		75	акцептор	-22.12	0	190	0	32.49
337	183714	204435	28824		75	акцептор	-10.9	448.17	202	72.35	30.17
342	157062	1959	394	106840	93.33	донор	13.46	0		0	40.56
343	252997	113362	8496	16957	87.5	акцептор	-5.01	0	195	61.19	38.93
348	124946	109837	13414	10164	91.17	акцептор	3.38	0		0	62.77
361	318344	44183	3432	162833	97.45		5.22	0		0	34.22
366	413602	75960	2605	320899	97.43		0.86	273.85	196	36.91	24.09
385	942371	2051	1438	641042	50	донор	20.11	0	254	0	11.1
386	66521	53546	36406	45250	51.63		19.62	0	220	10.52	18.43
384P	473184	13343	918	376916	75	донор	-18.12	0	230	0	18.86
5П	535969	107546	44642	364589	66.19	донор	7.7	261.19	179	155.28	14.19
904P	282698	58177	24195	105275	35.78		-22.63	0		0	12.23

Таблица № 2

Геолого-технологические показатели и данные характера влияния закачки по фонду нагнетательных скважин пласта Ю₁₋₁

Скв.	Фв.окр., %	h.недр, м.	Qбал.ост.окр. недр, тонн	Qн.бал.ост (по вскрывавшимся), тонн	fv-КИИЗ, %	КомпОЗ, %	Qн.выт. (2 года), тонн	Qзак (2года), тонн	Потери дефицитных запасов за счет обводнения, тонн	Кэфф.вытесн. (Qн.выт./Qзак.), д.ед.
310	69.66	0	145484.6	65371.03	6.98	0	0	0	0	
311	76.81	1	309414.6	0	5.33	308.05	39574.29	544791	66530.22	0.073
313	78.09	0.8	309414.6	424.91	36.29	0	0	201	0	0.000
314	81.54	0	309414.6	239.77	-9.79	0	0	0	0	
316	84.14	1.4	40862.28	625.82	25.96	273.3	0	306570	81927.63	0.000
324	81.11	0	168516.6	3112.97		-1616.62	52327.45	203065	21880.63	0.258
325	79.88	0	156550	0		46.37	146533.6	96782	211878.52	1.514
326	76.32	2.6	138719.2	15918.84	39.41	0	0	0	0	
334	81.81	0	40862.28	5426.61		0	0	0	0	
335	81.04	0	309414.6	0		-679.56	81121.26	195973	108374.53	0.414
338	79.81	4.8	309414.6	36820.07	0.83	155.84	60864.73	122528	109882.43	0.497
340	76.81	0	309414.6	12149.84	12.69	0	0	0	0	
344	80.44	0	309414.6	0		0	0	0	0	
352	91.68	0	170695.3	30666.55		0	0	0	0	
360	97.44	0	0	140399.2		273.87	16772.8	73984	202508.73	0.227
363	97.44	0	0	14466.3		0	0	0	0	
364	97.44	0	0	7309.98		0	0	0	0	

Не эффективная нагнетательная скважина по объекту Ю₁₋₁
Северо-Ореховского месторождения

Пласт Ю ₁₋₁		
скв.	Qзак./Qж.выт., %	Qн.выт./Qзак., д.ед.
316	273.3	0.000

В результате выполненных работ по объекту Ю₁₋₁ Северо-Ореховского месторождения определены значения компенсации отборов закачкой с применением метода множественного математического анализа, как по добывающему, так и по нагнетательному фонду скважин. Выявлено наличие скважин с отрицательным суммарным влиянием закачки воды на отборы жидкости. Отрицательная компенсация отборов закачкой или характер влияния свидетельствует о том, что повышение закачки воды, по действующим каналам фильтрации, приводит к снижению отборов жидкости. Данная особенность характерна для скважин, в большей степени подверженных влиянию естественной пластовой энергии. По каждому из объектов выявлены не результативные нагнетательные скважины, не влияющие на вытеснение по нефти. По некоторым из них возможно повышение эффективности закачки. В таблице 3 представлены скважины, не влияющие на вытеснение нефти по реагирующему окружению в настоящее время.

Библиографический список

1. Каримов, Р. М. Принципы оперативного регулирования выработки запасов на разных стадиях с использованием процедур регрессионного анализа и комплексных переменных / Р. М. Каримов // VI Российский форум 24-27 октября 2006 г. Научно-практическая конференция «Энергоэффективность. Проблемы и решения». - 2006. - С. 35-36
2. Каплан, Л. С. Справочное пособие нефтяника / Л. С. Каплан, А. Л. Каплан: 2 часть.- Уфа, 2004. - 317 с.
3. Анализ выполнения проектных показателей за 2012 г. и разработка мероприятий по реализации проектных решений на 2013 г. по ОАО «СН-МНГ». Том 14 / Отчет о НИР / Нижневартовск 2013 г.

Научный руководитель - Дягилев В. Ф., канд. техн. наук, доцент

ОБОСНОВАНИЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ В УСЛОВИЯХ ШЕЛЬФОВОЙ РАЗРАБОТКИ

Каменский Г. А.

Санкт - Петербургский горный университет

Аннотация

В данной работе рассматривается вопрос использования попутного нефтяного газа в качестве агента вытеснения при реализации водогазового воздействия в условиях шельфовой разработки. Путем анализа отечественных и зарубежных литературных источников были установлены основные особенности данного метода и, опираясь на полученную информацию и используя РД-39-0147035-209-87, был сделан прогноз изменения темпов отбора жидкости и вывод о целесообразности введения ВГВ на шельфовом нефтегазоконденсатном месторождении W.

Для того чтобы поддерживать уровень добываемых углеводородных ресурсов на стабильно высокой отметке, нужно активно вести поиск, разведку и разработку новых месторождений, в частности на российском секторе Арктического шельфа, а также совершенствовать методы увеличения нефтеотдачи пластов. При выполнении данных задач наши компании сталкиваются с рядом трудностей: отсутствие на внутреннем рынке качественного оборудования, плохо развитая инфраструктура в районах разработки, сложные климатические условия и очень высокие требования экологической безопасности, а также проблема утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) в условиях шельфовой разработки. Одним из способов утилизации попутного газа является его закачка в продуктивный пласт в виде агента вытеснения при реализации метода водогазового воздействия (ВГВ).

Таким образом, достижение максимально возможного коэффициента извлечения нефти за счет использования попутного нефтяного газа при реализации водогазового воздействия и одновременное решение вопроса его использования в условиях шельфовой разработки является актуальной задачей для нефтедобывающего комплекса нашей страны.

В работе были поставлены следующие задачи:

- Изучить опыт разработки шельфовых и материковых нефтяных и газонефтяных месторождений Норвегии и России по использованию попутного нефтяного газа (ПНГ) при реализации ВГВ;
- Выявить зависимость эффективности водогазового воздействия в зависимости от глубин залегания пластов;
- Изучить методы регулирования подвижности флюидов в пласте при реализации ВГВ;
- Выявить зависимость изменения темпов отбора жидкости от метода разработки и обосновать применение метода ВГВ в условиях шельфового нефтегазоконденсатного месторождения W;

Обобщение опыта Норвегии и России

Норвежская нефтегазодобывающая компания Statoil, в настоящее время, занимается разработкой шельфовых месторождений в Норвежском секторе Северного моря и использует самые передовые современные технологии. В тоже время, сталкиваясь со всеми трудностями, что и российские компании, занимающиеся разработкой на шельфе, Норвегия является одной из лидирующих стран по увеличению коэффициента извлечения нефти (КИН) на своих залежах.

Одним из крупнейших по запасам нефти в Северном море является месторождение Статфьорд (317 млн.т.), располагающееся на границе его британского и норвежского секторов. Коллектора месторождения представлены среднеюрскими песчаниками, обладающими высокой геологической неоднородностью и трещиноватостью, залегающими на глубине в районе 2400 м. Система поддержания пластового давления на данном месторождении основана на попеременной закачке пластовой воды и ПНГ в пласт. Коэффициент извлечения на сегодняшний день составляет 60%, однако специалисты компании Statoil планируют увеличение этой цифры до 68%[1]. Все проекты компании Statoil, на которых проводилось увеличение нефтеотдачи с помощью ВГВ (Озеберг, Тролль, Фрам и др.) принесли дополнительные 14 млрд. баррелей относительно изначально планируемого уровня добычи [2]. Это соответствует 6 объемам месторождения Йохана Свердрупа или же 4500 млрд. крон валового дохода дополнительно.

Средняя глубина залежей колеблется в районе 2400 метров. Коллекторы, как правило, высоко неоднородные и трещиноватые. Проницаемость их колеблется от нескольких сотых до нескольких Дарси (как правило, в пределах 1-3 Д).

В результате обзора опыта Норвежских специалистов было установлено, что ВГВ дает хорошие результаты в условиях разработки залежей, сложенных из осадочных пород, имеющих высокую неоднородность и трещиноватость, залегающих на глубинах 1700-2800 м. При реализации данного метода попутный нефтяной газ растворяясь в нефти уменьшает действие капиллярных сил, удерживающих остаточную нефть в пласте, а также снижает вязкость нефти и увеличивает ее подвижность[3], что способствует увеличению нефтеотдачи в среднем на 17% и одновременно решает вопрос его использования.

Обратимся к опыту разработки месторождений нашей страны, который не является столь однозначным, как опыт скандинавских коллег. Наиболее показательными можно считать примеры Самотлорского, Алексеевского, Федоровского, Восточно-Перевального, Журавлевско-Степановского и Илишевского месторождений.

Ярким представителем проекта реализации ВГВ является Алексеевское месторождение Татарстана, характеризующееся трудноизвлекаемыми запасами нефти и сложным строением коллекторов. Соотношение воды и газа в

ВГС принято 3:1. Для стабилизации газожидкостной смеси в нее добавляют поверхностно-активные вещества (ПАВ). Для закачки используются попутно добываемая вода и попутный нефтяной газ. В результате реализации технологии ВГВ конечная нефтеотдача возросла с 0,175 до 0,231 [4].

В Башкирии на Илишевском месторождении ВГВ реализуется с 1999 года. В пласт закачивается смесь воды и газа в соотношении 1:9. Месторождение характеризуется крайне высокой неоднородностью и высокой вязкостью нефти. В результате воздействия на месторождении была полностью устранена проблема утилизации попутного нефтяного газа, а в 2003 году добыча нефти превысила проектный уровень на 25-30%. По состоянию на 2008 год технологический эффект составил 15,8 тыс. тонн нефти [5].

Крупнейшим проектом применения ВГВ в отечественной практике был промышленный эксперимент на Самотлорском месторождении. Достигнутый здесь технологический эффект (дополнительная добыча нефти 1539,5 тыс. т.н.) превышает суммарную дополнительную добычу по остальным проектам. Однако, несмотря на прирост добычи, при проведении эксперимента на Самотлорском месторождении, имели место следующие технологические проблемы:

- не удавалось постоянно поддерживать соотношение газа и воды, закачиваемых в нагнетательные скважины;

- закачка газа была начата с отставанием от сроков, определенных в технологической схеме разработки, на 1,5 года (задержка с закупкой, поставкой и монтажом компрессорной станции; неудовлетворительное состояние водогазонагнетательных скважин и т.д.);

- по всем объектам воздействия отмечены перетоки газа;

- зафиксированы нарушения проектной технологии (превышены объемы оторочек газа);

- давление нагнетания газа на устьях нагнетательных скважин не достигало проектных значений, как следствие не обеспечивались проектные суточные объемы закачки, что привело к ухудшению режима вытеснения нефти.

Таким образом, снижение приемистости нагнетательных скважин по газу из-за попадания воды в ПЗП отмечается для целого ряда проектов ВГВ. В случае закачки газа и воды в низкопроницаемый коллектор это может привести к выбытию скважин из нагнетательного фонда [5]. Решение данной проблемы относится к актуальным задачам применения водогазового воздействия в условиях низкопроницаемого коллектора.

По анализу результатов эксплуатации месторождений было установлено, что использование углеводородных газов позволяет обеспечить режим вытеснения в условиях смешиваемости только для легкой нефти ($< 849,8 - 915,9 \text{ кг/м}^3$) при соответствующих термобарических условиях пласта (пластовое давление $> 15 - 18 \text{ МПа}$ для жирного газа и $24 - 28 \text{ МПа}$ для метана).

Низкая эффективность отечественных проектов была связана с нарушением условий режима смешиваемости (в первую очередь по давлению). Было установлено, что наибольший технологический эффект достигается в области низких проницаемостей ($< 0,05 - 0,1 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$). Применение водогазового воздействия с отдельной закачкой углеводородного газа и воды (WAG-процесс) позволяет увеличить нефтеотдачу по сравнению с заводнением в среднем до 10% (8,89% по зарубежному опыту и 9,12% в соответствии с отечественным опытом применения) [5].

По результатам обзора литературных источников было выявлено, что положительные результаты газовых методов для увеличения нефтеотдачи практически не зависят от глубин их применения. Основным критерием их применимости – высокая неоднородность.

Методы контроля подвижности флюидов

На многих месторождениях, в частности, на месторождении Снорр, для контроля подвижности флюидов в пласте, увеличения коэффициентов охвата вытеснения, а также минимизации прорывов газа к добывающим скважинам используют закачку в пласт пенных систем. Данный способ называется FAWAG (foam assisted water alternating gas -закачка пены совместно с попеременной закачкой воды и газа). При реализации данного метода пена в коллекторе разделяет между собой газовую и жидкую фазы и влияет на их подвижность. Важным свойством пены является то, что ее кажущаяся вязкость зависит от коэффициента проницаемости пористой среды. Чем выше проницаемость пласта, тем выше кажущаяся вязкость фильтрующейся пены. Благодаря этому свойству пены, при закачке ее в пласт будет происходить увеличение охвата залежи не только за счет сближения вязкостей нефти и вытесняющего агента, но и за счет уменьшения степени неоднородности пласта по подвижности нефти [6].

На месторождении Снорр лучшие результаты показал пенообразователь С 14-16 альфаолефин сульфат натрия. При его применении подвижность газовой фазы была снижена лучше всего.

Как показали опытно-промышленные работы, применение пенных систем тем эффективнее, чем выше неоднородность пласта по проницаемости и соотношению вязкостей нефти и обычной вытесняющей жидкости (воды). Учитывая также невысокую стоимость реагентов пенообразователей, данный способ улучшения контроля за подвижностью воды и газа в пласте является очень перспективным.

Применение ВГВ в условиях разработки шельфового месторождения W

На примере шельфового нефтегазоконденсатного месторождения W, располагающегося в акватории Каспийского моря, рассмотрен вариант использования ПНГ в качестве метода повышения нефтеотдачи.

Месторождение W открыто в 2005 году, введено в разработку в 2012 году. Продуктивные отложения представлены толщей переслаивающихся

глин, алевролитов и песчаников в интервале глубин 1347-1412 м. Высокие коллекторские свойства неокомских продуктивных отложений данного месторождения, присутствие достаточно выдержанных пластов высокой проницаемости, возможность их сообщаемости по вертикали, а также малые глубины залегания позволяют, исходя из опыта Норвежских коллег, сделать предположение о рациональности применения водогазового воздействия как третичного метода увеличения нефтеотдачи. Используя данные о росте уровней добычи на месторождениях Северного и Норвежского морей было спрогнозировано увеличение КИН на месторождении на 17%. По данным опытно-промышленной-эксплуатации (газовый фактор 132,2 м³/т) и имеющимся данным по прогнозу уровней добычи нефти составлен прогноз добычи ПНГ (рис.1).

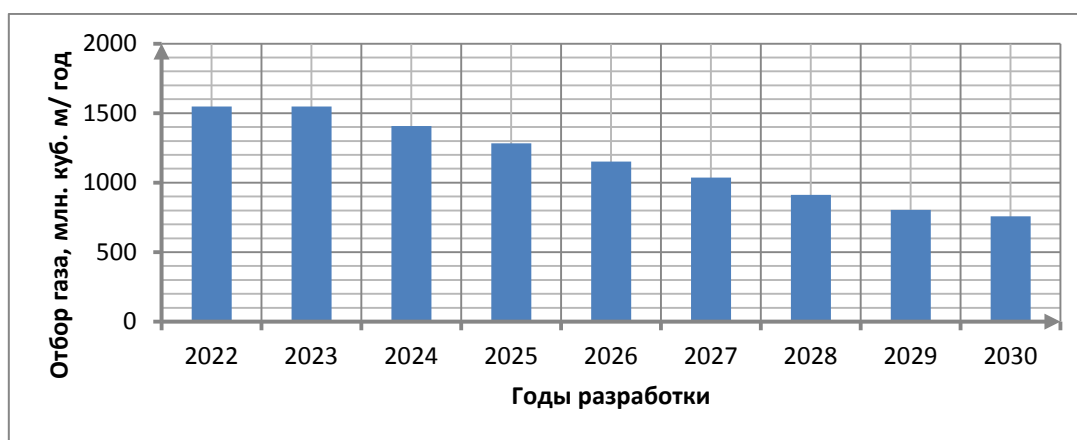


Рисунок 1. Темпы отбора ПНГ

График на рисунке 1 показывает, что количество добываемого ПНГ позволяет реализовывать ВГВ на месторождении W.

Для оценки технологической эффективности мероприятий по совершенствованию систем разработки построим характеристики вытеснения на эксплуатационный период с 2022 по 2030 гг., предложенные Камбаровым Г.С., Сазоновым Б.Ф. и Пирведяном А.М в РД -39-0147035-209-87. За базовый вариант разработки положен разработку без применения ВГВ.

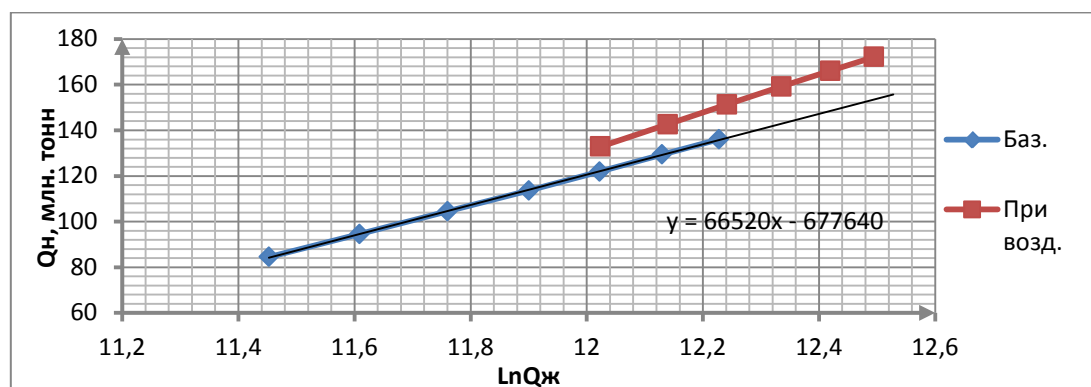


Рисунок 2. Характеристика вытеснения Сазонова Б.Ф.

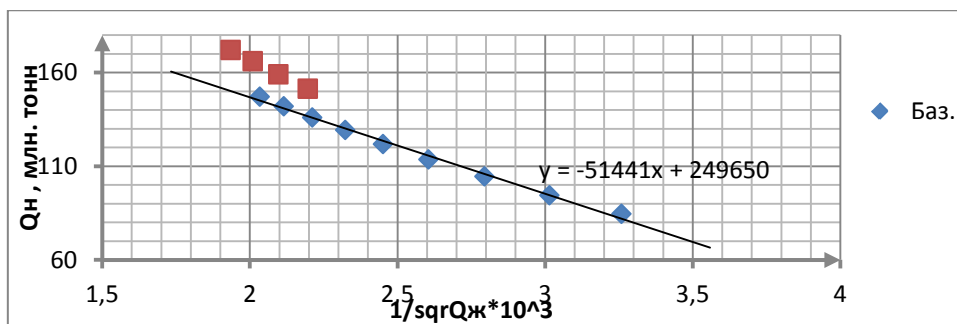


Рисунок 3. Характеристика вытеснения Пирведяна А.М.

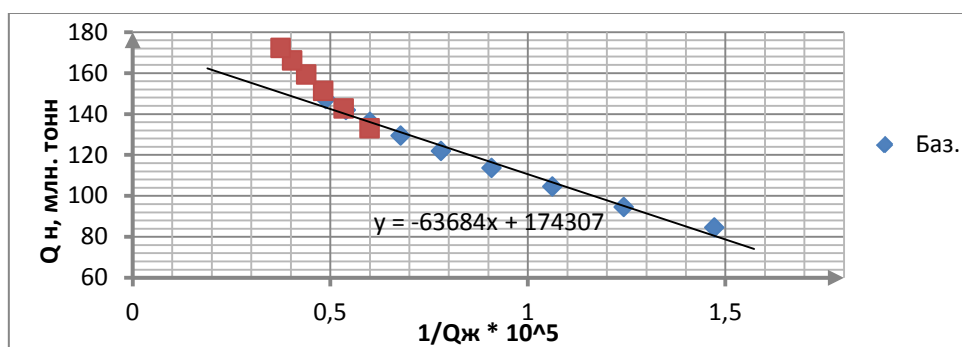


Рисунок 4. Характеристика вытеснения Камбарова Г.С.

На диаграмме ниже приведены графики темпов отбора нефти при применении водогазового воздействия и без него.

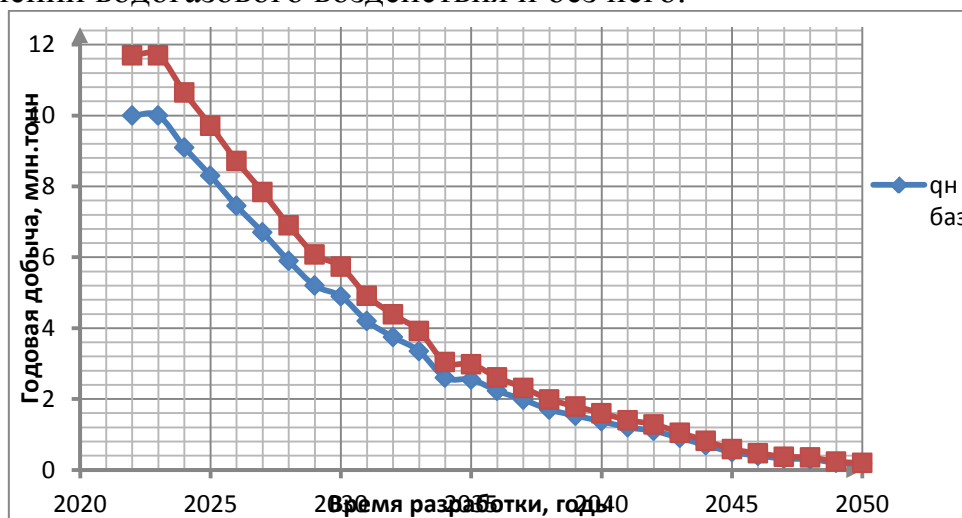


Рисунок 5. График темпов отбора нефти при реализации водогазового воздействия и при базовом варианте

По анализу результатов характеристик вытеснения можно с уверенностью сказать о эффективности внедрения ВГВ, величина дополнительной добычи за 8 лет может составить 10,65 млн. тонн нефти. Проведенный прогноз для месторождения W говорит о целесообразности применения данного воздействия в процессе его эксплуатации.

Отбор жидкости будет изменяться по закону (характеристика вытеснения Пирведяна):

$$Q_n = 244,32 - 4905,97 \cdot \frac{1}{\sqrt{Q_{ж}}}, \text{ тыс. тонн}$$

Заключение

По итогам выполнения данной работы можно сделать следующие выводы:

- В результате изучения опыта Норвежских и Российских компаний было установлено, что применение ВГВ помогает решить проблему использования ПНГ и добиться увеличения нефтеотдачи в среднем на 10-17%
- ВГВ не имеет ограничений по глубине применения, однако при уменьшении глубины наблюдается рост эффективности воздействия.
- При реализации ВГВ закачка пенных систем в пласт позволяет регулировать подвижность флюидов в пласте и решить проблему прорывов газа к добывающим скважинам
- В результате введения ВГВ на нефтегазоконденсатном месторождении W будет решена проблема использования ПНГ и дополнительная добыча за период 8 лет составит 10,5 млн. тонн.

Библиографический список

1. Field: Stafjord: Сайт о норвежской нефтяной промышленности [Электронный ресурс]. - URL: <http://www.norskpetroleum.no/en/facts/field/stafjord/> (дата обращения: 20.04.2017).
2. Increasing value creation: Официальный сайт компании Statoil [электронный ресурс]. - URL: <https://www.statoil.com/en/how-and-why/increasing-value-creation.html/> (дата обращения 20.04.2017).
3. Дроздов, А. Н. Водогазовое воздействие на пласт : механизм действия, известные технологии. Насосно-эжекторная технология и насосно-компрессорная технология как ее разновидность / Телков В. П., Егоров Ю. А. Труды Российского Государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина, 2009. - № 1. - С. 23-25.
4. Вафин, Т. Р. Совершенствование технологий водогазового воздействия на пласт на нестационарном режиме: дисс. канд. техн. наук. ТатНИ-ПИНефть ПАО «Татнефть» имени В. Д. Шашина. - Бугульма, 2016. - 122 с.
5. Зацепин, В. В. Технологические основы водогазового воздействия на пласты с трудноизвлекаемыми запасами нефти в низкопроницаемых коллекторах: дисс. доктора техн. наук. ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) Федеральный университет». - Казань, 2017. - 354 с.
6. Snorre, Norway: Новостной портал Offshore technology [электронный ресурс]. - URL: <http://www.offshore-technology.com/projects/snorre/> (дата обращения: 20.04.2017).

Научный руководитель – Мигунова С. В., канд. техн. наук, доцент

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ УЗУНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Качур И. Ю.

Мегионский политехнический колледж

1. Аннотация

Бурение горизонтальных скважин является в настоящее время одной из широко применяемых технологий увеличения нефтеотдачи пластов.

Рекомендации к использованию данной технологии на Узунском месторождении связаны с тем, что она может рассматриваться с точки зрения повышения охвата пласта разработкой за счет увеличения площади дренирования, и подключения к разработке запасов нефти, находящихся в зонах и участках пласта, которые при использовании вертикальных скважин остаются невыработанными.

В статье анализируется работа горизонтальных скважин, а так же предлагаются рекомендации по повышению эффективности их эксплуатации.

2. Введение

В настоящее время разработка залежи с использованием горизонтальных скважин является одной из перспективных технологий повышения продуктивности скважин и степени выработки запасов нефти.

Преимуществами этого метода является:

- возможность сокращения числа скважин в 2 - 4 раза;
- снижение объема капитальных вложений;
- увеличение текущей добычи нефти и нефтеотдачи пласта;
- возможность ввода в разработку залежей, подстилаемых подошвенной или краевой водой и имеющих сложное строение.

На Узунском месторождении геолого-технические мероприятия проводятся с 2005 года. За историю разработки месторождения проведено 224 скважино-операции. Охват фонда скважин геолого-техническими мероприятиями составил 94,0%. За счет проведения ГТМ дополнительно добыто 2281,1 тыс.т нефти, что составляет 47,6% от общей накопленной добычи на месторождении. Динамика проведения ГТМ приведена на рисунке 1.

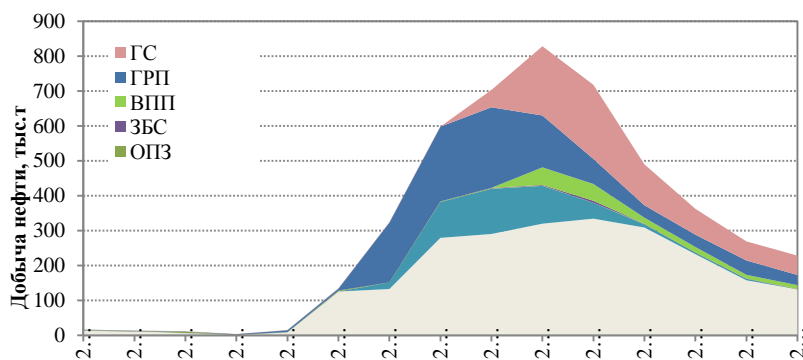


Рисунок 1. Динамика проведения ГТМ и дополнительной добычи нефти

Распределение объемов дополнительной добычи нефти по видам ГТМ и количества проведенных мероприятий приведены на рисунке 2.

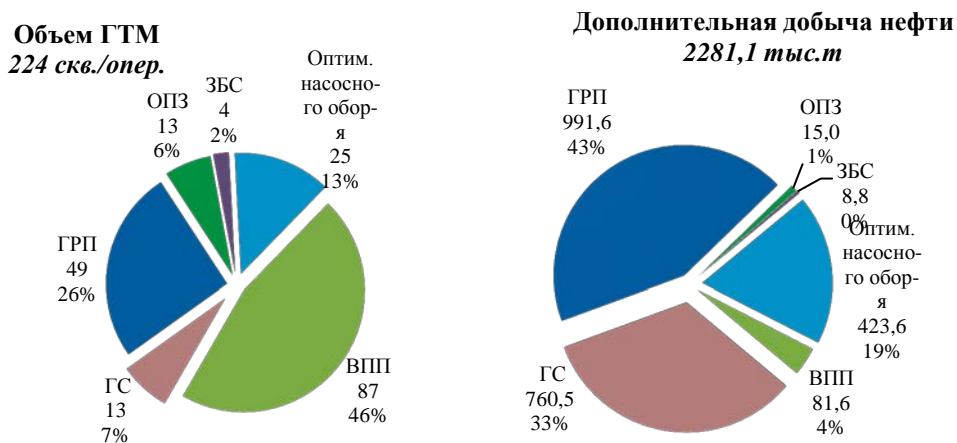


Рисунок 2. Распределение объема проведенных ГТМ и дополнительной добычи нефти

Доля дополнительной добычи нефти от бурения горизонтальных скважин составила (33%).

3. Постановка задачи

Для анализа эффективности работы горизонтальных скважин (далее ГС) необходимо изучить и сравнить показатели работы ГС, пробуренных в чистонефтяной зоне пласта (далее ЧНЗ) и в водонефтяной зоне (далее ВНЗ), а так же показатели работы ГС, ННС и ННС с ГРП.

4. Результаты и обсуждение

4.1 Анализ работы горизонтальных скважин на Узунском месторождении

За период разработки в пределах Узунского лицензионного участка на объект БВ₁₀ пробурено 13 горизонтальных скважин. Длины горизонтальных участков скважин варьируют от 345 до 658 м, в среднем – 503 м, средняя эффективная длина – 354 м.

Текущая обводненность продукции горизонтальных скважин изменяется от 19,1% (ГС №46) до 97,2% (ГС №42), составляя в среднем 72,5%. Начальные дебиты нефти горизонтальных скважин составляли от 50 т/сут (ГС №45) до 116 т/сут (ГС №51), в среднем 75,7 т/сут при начальной обводненности продукции от 2,5% (ГС №40) до 16,4% (ГС №44). Текущий дебит нефти действующих горизонтальных скважин варьируется от 1,5 т/сут (ГС №42) до 29 т/сут (ГС №46), среднее значение – 11,2 т/сут. Накопленная добыча нефти из горизонтальных скважин составила 760,5 тыс.т. Максимальная накопленная добыча нефти достигнута в скважине №40, введенной в 2011 году и составила 109,5 тыс.т. Средняя достигнутая технологическая эффективность бурения горизонтальных скважин на момент анализа составила 58,5 тыс. т добытой нефти на одну скважину.

Проанализируем работу горизонтальных скважин, пробуренных в ЧНЗ и в водонефтяной зоне. На рисунках 3 и 4 представлены нормированные графики дебитов нефти и обводненности продукции горизонтальных скважин, пробуренных в чистонефтяной зоне и водонефтяной зоне пласта.

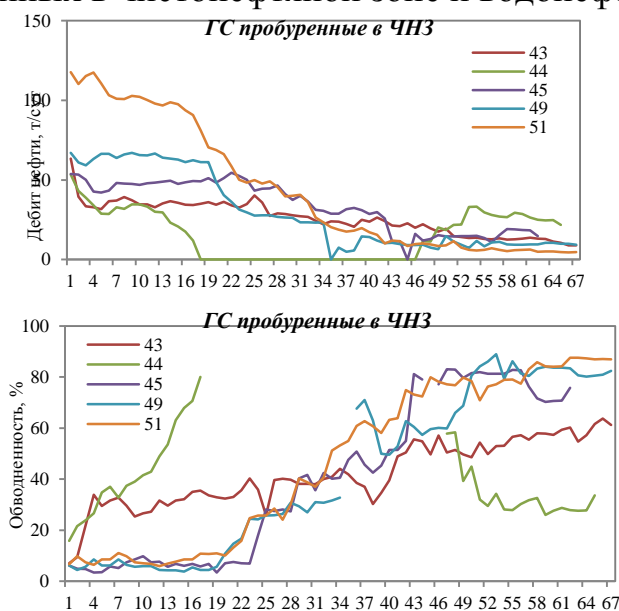


Рисунок 3. Нормированные графики дебитов нефти и обводненности ГС, введенных в ЧНЗ на Узунском месторождении

Средний уровень содержания воды в продукции по скважинам в водонефтяной зоне, спустя 5 лет эксплуатации, составляет 82,1%, а в чистонефтяной зоне пласта – 64,7%. В скважине №48 (расположена в ВНЗ) уровень обводненности увеличился с 8,5 до 97,5% после проведения ГРП (закачено 40т проппанта). Работа скважин (№№40, 46) из восьми пробуренных в водонефтяной, характеризуется низкими темпами роста обводненности.

Характер обводнения продукции скважин, расположенных в чистонефтяной зоне пласта, разнообразный. Содержание воды в продукции скважин №№45, 49, 51 в течение первых двух лет составляла 10%, после

чего происходит увеличение темпов обводнения. Уровень обводнения скважины №44 за полтора года вырос с 21,6 до 80%. За первые четыре месяца работы скважина №43 обводнилась с 7,1 до 34%, после чего темп роста обводненности стабилизировался. Таким образом, темп обводнения ГС, расположенных в чистонефтяной зоне, имеет скачкообразный характер. Средний уровень содержания воды в продукции горизонтальных скважин в водонефтяной зоне составил 75,1%, ГС в чистонефтяной зоне пласта – 68,5%.

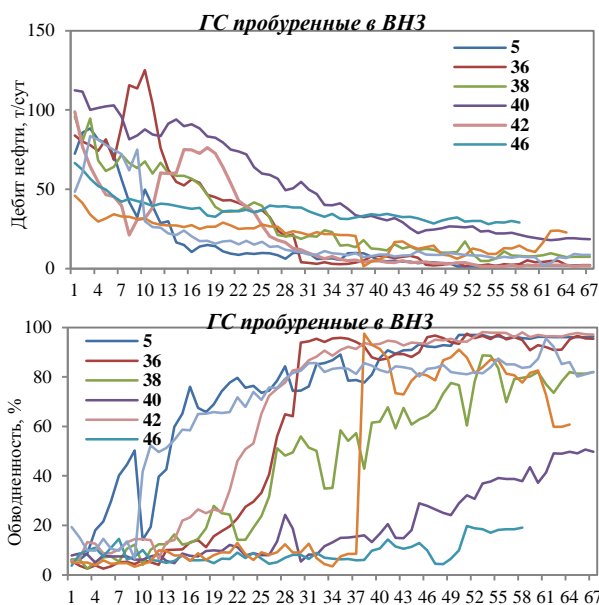


Рисунок 4. Нормированные графики дебитов нефти и обводненности ГС, введенных в ВНЗ на Узунском месторождении

Из представленных данных, можно сделать вывод, что обводнение ГС, пробуренных в водонефтяной зоне, происходит более интенсивно относительно скважин, расположенных в чистонефтяной зоне.

Это обусловлено активным отбором нефти и быстрым подтягиванием конуса воды, а так же близостью подошвенных вод.

Динамика средних показателей работы скважин в водонефтяной зоне и чистонефтяной зоне приведена на рисунке 5. Из рисунка 5 видно, что дебиты нефти ГС, расположенных в водонефтяной зоне и чистонефтяной зоне, находятся в одном диапазоне.

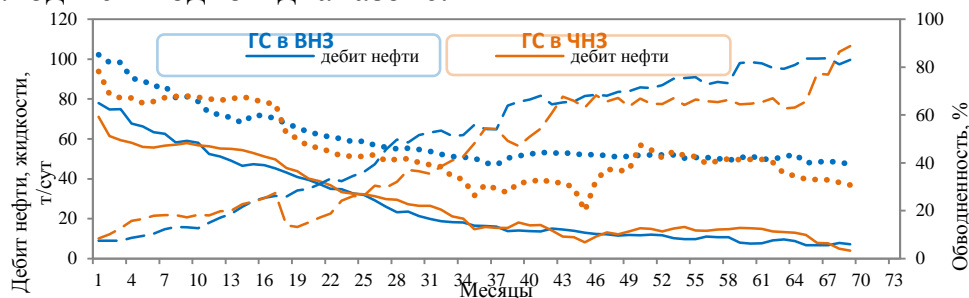


Рисунок 5. Нормированный график средних параметров ГС, введенных в ВНЗ и ЧНЗ на Узунском месторождении

Для анализа эффективности бурения горизонтальных скважин относительно ННС приведем нормированные графики показателей ГС, ННС и ННС с ГРП (рисунок 6).

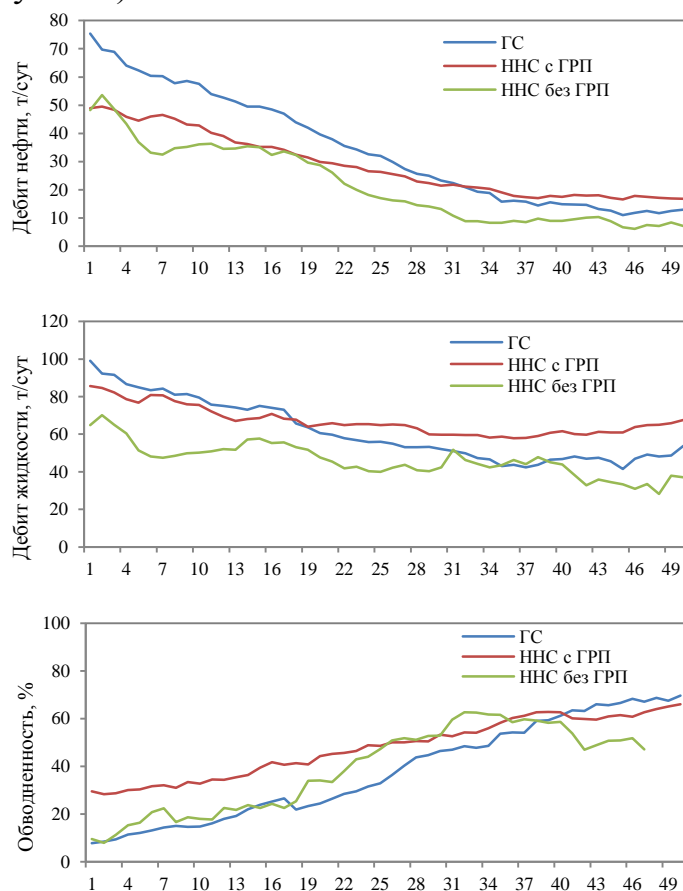


Рисунок 6. Сравнение показателей ГС и ННС на Узунском месторождении

Из рисунка 6 видно, что начальные дебиты нефти ННС (без ГРП) значительно ниже дебитов нефти ГС. Работа ННС с проведенным в них ГРП характеризуется дебитом нефти значительно ниже дебита ГС и более высоким уровнем начальной обводненности. В связи с высоким темпом обводнения, спустя полтора года работы, дебиты жидкости у ННС с ГРП начинают превышать дебиты жидкости ГС.

4.2 Рекомендации по повышению эффективности эксплуатации горизонтальных скважин

Одной из проблем при эксплуатации скважин является невозможность спуска УЭЦН в боковой ствол. Боковые стволы и горизонтальные скважины на Узунском месторождении, имеют большие углы наклона и малые диаметры (102 или 114 мм). Обычно погружной насос устанавливался выше окна зарезки, что, как правило, не обеспечивает нужной депрессии на пласт и ведёт к снижению эффективности выработки запасов.

Для решения этой проблемы можно рекомендовать использовать УЭЦН третьего габарита (максимальный диаметр – 94,8 мм), и габарита 2А

(максимальный диаметр – 81 мм) компании «Новомет», которую можно будет применять в стволах скважин с диаметром обсадной колонны 102 мм.

В результате снижения пластового давления и засорения призабойной зоны горизонтального участка происходит падение продуктивности скважин.

При засорении призабойной зоны скважины можно рекомендовать применение комплексных виброволновых и химических методов с проведением последующего освоения. Виброволновой метод успешно применялся на месторождениях со схожими с Узунским месторождением геолого-физическими характеристиками: ООО «РН-Пурнефтегаз» в 32 скважинах, включая горизонтальные, и в трех скважинах Южно-Охтеурского месторождения.

Главным преимуществом виброволнового воздействия является совместимость этого метода с химическими методами ОПЗ и методами освоения, а также высокая эффективность по радиусу очистки загрязненной зоны упругими колебаниями низкой частоты.

Заключение

За счет увеличения площади дренирования горизонтальные скважины позволяют существенно повысить дебиты и накопленный отбор нефти. Увеличение интервалов вскрытия позволяет уменьшить депрессию, сохранив при этом заданный дебит без образования водяных конусов.

Также при наличии горизонтального ствола в низкопроницаемом коллекторе работы по интенсификации притока могут дать больший эффект, чем в вертикальных скважинах, так как по длине горизонтального ствола можно провести несколько операций по гидроразрыву, сделать их селективно или последовательно, начиная от конца горизонтального ствола.

При проектировании оптимальной технологии вскрытия продуктивного пласта отдельно стоит вопрос обоснования длины ствола скважины.

Средняя достигнутая технологическая эффективность бурения горизонтальных скважин на момент анализа составила 58,5 тыс. т добытой нефти на одну скважину.

Анализ нормированных графиков показателей работы скважин позволяет сделать вывод, что применение горизонтальных скважин при разработке Узунского месторождения весьма эффективно.

Библиографический список

1. «Дополнение к технологической схеме разработки пласта БВ103 Узунского месторождения», выполненная ЗАО «ТННЦ» и утвержденная ТО ЦКР Роснедра по ХМАО (протокол № 863 от 23.04.2007 г.).
2. «Технологическая схема разработки Узунского месторождения в пределах Узунского лицензионного участка», выполненная ООО «ОЙЛ-

ГЕОЦЕНТР» и ЗАО «ВНИИнефть-Западная Сибирь» и утвержденная ЦКР Роснедра (протокол № 4528 от 26.02.2009 г.).

3. Басарыгин, Ю. М. Бурение нефтяных и газовых скважин : учебное пособие / Ю. М. Басарыгин, А. И. Булатов, Ю. М. Проселков. – Москва : Недра-Бизнесцентр, 2002. - 632 с.

4. Булатов, А. И. Спутник буровика / А. И. Булатов, С. В. Долгов : В 2-х книгах. – Москва : Недра-бизнесцентр, 2006. - 1 книга - 379 с., 2 книга - 532 с.

5. Ежов, И. В. Бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин : учеб. пособие для студентов спец. учеб. заведений / И. В. Ежов. – Волгоград : Ин Фолио, 2013. – 304 с.: илл.

Научный руководитель - Олешкова Н. Б., преподаватель

ОБОСНОВАНИЕ ВАРИАНТА РАЗРАБОТКИ МЕЛКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С НЕФТЯНОЙ ОТОРОЧКОЙ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ N В ПЕРМСКОМ КРАЕ

Клыкова Е. С., Мигунова С. В.

Санкт - Петербургский горный университет

Нефтяные оторочки мелких месторождений – перспективная часть запасов, которые способны сохранить потенциал ресурсной базы страны. Разработка таких запасов имеет ряд трудностей. На примере мелкого месторождения N с нефтяной оторочкой рассмотрен вариант совершенствования разработки нефтяной части пласта, который позволит увеличить коэффициент извлечения, а также решить проблему утилизации попутного нефтяного газа.

Для сохранения потенциала ресурсной базы нефтегазовых предприятий, кроме вовлечения в разработку новых месторождений углеводородов, важное место занимают вопросы разработки нефтяных оторочек (подгазовых залежей) как крупных, так и мелких месторождений. Нефтяные оторочки – перспективный класс запасов: у них значительный потенциал. Привлечение активов таких запасов, в настоящее время, становится актуальным для большинства нефтяных компаний.

Особенностями разработки нефтяных оторочек являются их небольшая толщина, обычно 2 – 3 метра до 15 метров, а также возможности прорыва газа, что приводит к низкому коэффициенту нефтеотдачи (КИН), не превышающему 15 %. При наличии хорошей гидродинамической связи в двухфазных месторождениях при интенсивной разработке нефтяной оторочки очень быстро происходит прорыв газа и образование конусов воды. Это является причиной образования в пластовых условиях многофазной системы, после чего дальнейшая добыча нефти практически невозможна.

При выборе системы разработки таких залежей необходимо применение управляемых депрессий, направленных на предотвращение образования конусов воды и прорыва газа [1].

В процессе разработки нефтяных месторождений, как известно, при снижении давления ниже давления насыщения происходит выделение попутного нефтяного газа (ПНГ), к которому часто в двухфазных залежах добавляется газ, прорывающийся из газовой части. Объем ПНГ обычно составляет от 5 до 300 м³ на тонну нефти, а при наличии хорошей гидродинамической связи с газовой частью пласта – до 700 м³ и более. Вследствие того, что мелкие месторождения часто находятся в районах со слабо развитой инфраструктурой, имеющими значительную удаленность от населенных пунктов, часто возникает проблема утилизации ПНГ. В то же время государство требует ограничение и сокращение вредных выбросов в атмосферу и не допускать выбросов более 5 % (Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений, утверждены Приказом МПР России от 21.03.2007 №61). Сокращение выбросов в атмосферу утверждено и на Парижском соглашении 2015 года (Конвенция ООН, 2015).

Целью работы является на примере мелкого газового месторождения N с нефтяной оторочкой, находящегося в Пермском крае, рассмотреть варианты решения имеющихся проблем таких месторождений.

Задачами работы являются:

1. Изучить особенности принятой системы разработки месторождения N;
2. Разработать мероприятия по увеличению нефтеизвлечения;
3. Обосновать время начала разработки газовой части залежи;
4. Обосновать применение газовых методов воздействия на пласт;

Рассматриваемое месторождение находится на 1-й стадии разработки и прогнозируемый конечный КИН составляет 15 %.

Проведя анализ эффективности принятой системы разработки нефтегазового месторождения N, выявлено, что на залежи, работающей в режиме истощения, среднее пластовое давление снизилось ниже давления насыщения (рис.1), что свидетельствует о разгазировании нефти в пластовых условиях. Залежь из естественного газонапорного режима перешла в режим растворенного газа, которому характерен низкий КИН. По ряду участков прошел прорыв газа, идет неравномерная выработка запасов нефти. Таким образом, можно сделать вывод, что принятая система разработки является не эффективной.

По прогнозу предприятия, отраженному в технической схеме разработки, на 15 лет (рис.2): обводненность продукции составит 30%, ожидаемый КИН через 15 лет = 5,5%, накопленная добыча 332 тыс. т., при таких условиях невозможно достижение проектного КИН (15%).

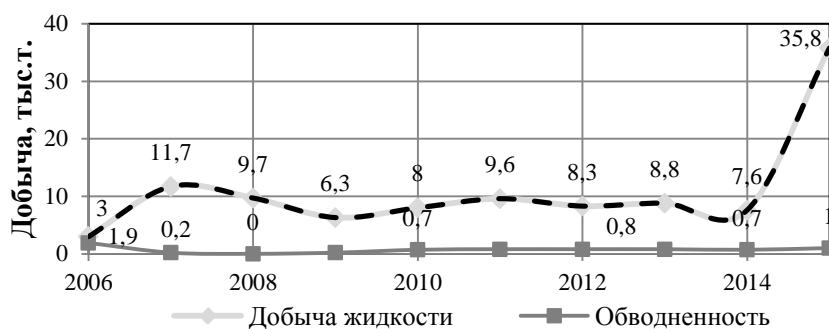


Рисунок 1. Динамика основных показателей с начала разработки

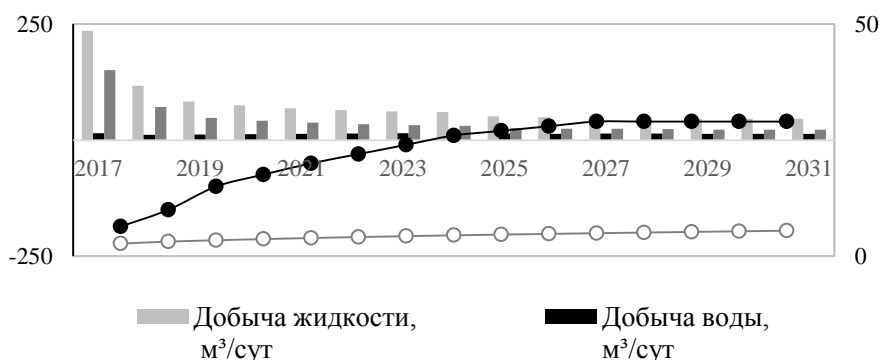


Рисунок 2. Прогноз показателей разработки существующей системы

Рекомендовано создание барьера между нефтяной оторочкой и газом газовой шапки позволяет предотвратить прорыв газа к добывающим скважинам и поддержать пластовое давление. В итоге увеличивается коэффициент охвата залежи вытеснением, тем самым повышается коэффициент нефтеотдачи. Создание надежного барьера на уровне ГНК и разобщение нефтяной и газовой части пласта позволит одновременно разрабатывать нефтяную и газовую части пласта.

Первоочередной задачей на месторождении N является разработка мероприятий по предотвращению прорывов газа в нефтяную часть залежи и их ускоренное внедрение. При изменении существующей системы разработки на первом этапе предлагается рассмотрение внедрения барьерного заводнения за счет использования наклонно-направленных скважин – перевода двух неэффективно используемых скважин эксплуатационного фонда, (скважина 1 и скважина 8) и бурения одной новой скважины в зоне низкого давления. Анализ геофизических исследований показывает хорошую гидродинамическую связь выбранных скважин с близрасположенными добывающими скважинами, что вполне позволяет переводить их под нагнетание воды. Расположение скважин наиболее удачное для барьерного заводнения – вблизи контура ГНК (рис.3), что позволит создать барьер между газовой частью и нефтяной оторочкой. Источником водоснабжения может служить попутно добываемая вода и воды вышележащего водонос-

ного горизонта, свойства и состав которых очень близки к подошвенным водам.

Второй этап совершенствования системы разработки месторождения N предполагает создание надежного барьера на уровне ГНК с помощью бурения скважин с горизонтальными окончаниями в этой зоне. Расположение скважин для осуществления системы ППД выбиралось исходя из формы залежи, по контуру ГНК, среднее расстояние между скважинами 1500 м, длина горизонтального участка составляла 500 м.

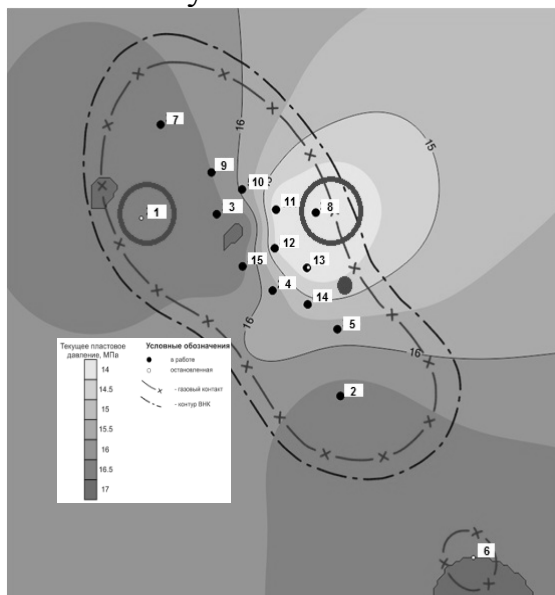


Рисунок 3. Первый этап совершенствования системы разработки

С экономической точки зрения, предложено бурение горизонтальных стволов в скважинах эксплуатационного фонда – 1,7,8 и бурение новых горизонтальных скважин (рис.4).

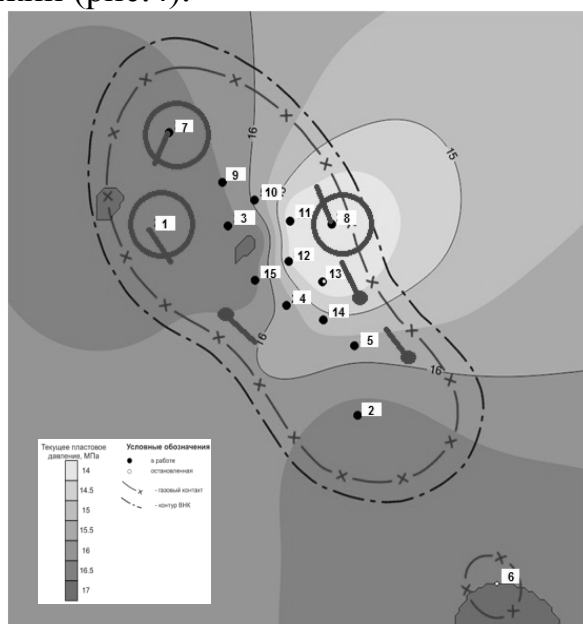


Рисунок 4. Второй этап совершенствования системы разработки

После создания надежного барьера на уровне ГНК рекомендовано помимо разработки нефтяной оторочки как аналога нефтяной залежи, разработка газовой части пласта.

Используя метод математического моделирования [2], получен прогноз основных показателей разработки по предложенному варианту разработки на 15 лет (рис.5). Таким образом, обводненность продукции через 15 лет составит 87%, достигнутый КИН = 30%, накопленная добыча нефти 1,8 млн. т.

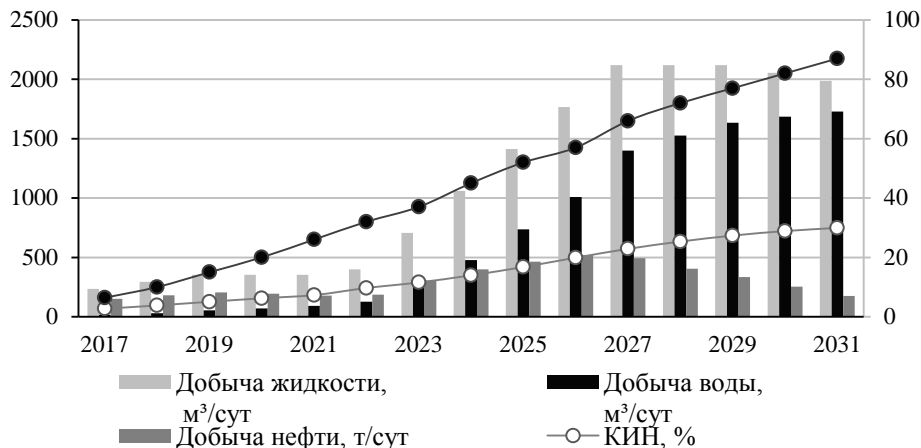


Рисунок 5. Прогноз показателей разработки варианта совершенствования СР

Сравнение показателей двух систем разработки (принятый на предприятии и рекомендованный с барьерным заводнением) показал, что при новом подходе произойдет ожидаемое увеличение добычи нефти на 1,5 млн. т, а КИН – на 24 %. Экономический расчет подтверждает эффективность принятого решения – NPV проекта составляет 121,6 млн. руб.

Другой проблемой месторождения N является проблема утилизации попутного нефтяного газа, который добывается в значительном количестве, но из-за неразвитости инфраструктуры и большой удаленности от населенного пункта, в настоящее время весь сжигается на факеле.

При сжигании ПНГ на факеле газа горит не только метан, но так же пропан, бутан, гексан и прочие. За год в атмосферу выбрасывается сотни тысяч тонн вредных веществ. Продукты горения этих веществ вредны в большей мере, чем эти вещества.

Особенностью ПНГ данного месторождения является большое содержание сероводорода, что, в свою очередь создает определенные трудности в организации процесса сбыта добываемого газа.

Сероводород обладает не только коррозионным действием на оборудование, что приводит к выводу его из строя, но и отрицательное влияние на организм человека и природу.

В настоящее время рекомендуется 3 способа использования ПНГ:

- 1) Создание электрогенерирующих мощностей для обеспечения собственных нужд и потребностей в энергии;

2) Переработка ПНГ, получая сухой газ, и далее подача его в систему магистральных трубопроводов для бытовых нужд;

3) Использование ПНГ в качестве газового воздействия для увеличения нефтеотдачи [3].

Данные технологии имеют значительный положительный опыт за рубежом и в России. Закачка газа в пласт позволяет повысить пластовое давление, увеличить охват залежи разработкой, что в свою очередь приводит к увеличению нефтеотдачи. По опыту применения газовых методов на месторождениях можно ожидать увеличение КИН на 11-24% [4].

В условиях рассматриваемого месторождения наиболее рациональным является третий вариант использования ПНГ.

Механизм увеличения КИН за счет газовых методов заключается в том, что закачиваемые в продуктивный пласт жирные попутные газы, хорошо растворяясь в нефти, приводят к снижению действия капиллярных сил, удерживающих остаточную нефть в пласте, а также уменьшению вязкости нефти [5], результатом чего является увеличение КИН в среднем на 17 %.

В условиях газового месторождения с нефтяной оторочкой малой толщины, где уже наблюдаются прорывы газа в районе ГНК, можно рекомендовать закачку ПНГ в область ВНК. В этом случае следует ожидать образование мелко дисперсионной смеси и проявления водогазового воздействия. При рациональном подходе дальнейшей разработки нефтяной части пласта, за счет сегрегации газа, возможно полное замещение нефти газом. Это позволит вторично извлекать газ вместе с разработкой газовой частью пласта.

В настоящее время имеется хороший опыт одновременной утилизации ПНГ и увеличения КИН на шельфовых месторождениях Норвегии.

Таким образом, можно сделать следующие выводы:

1. Принятая СР подгазовой зоны месторождения не позволяет проводить равномерную выработку промышленных запасов нефти;
2. Переход залежи в режим растворенного газа приводит к снижению конечного КИН;
3. Предложенный вариант разработки позволит увеличить КИН на 24%, увеличить добычу на 1,5 млн. руб. NPV варианта 121,6 млн.руб.
4. Выявлено время разработки газовой части пласта – 2027 год;
5. Решение проблемы утилизации ПНГ: использование ПНГ для газовых методов, увеличения нефтеотдачи (возможно увеличение КИН на 34,4%), а также решение вопроса о захоронении газа.

Библиографический список

1. Алексеев, А. Скрытый ресурс / А. Алексеев // Сибирская нефть. – 2017. – № 3/140. – С. 50-55.
2. Сборник задач по разработке нефтяных месторождений / Ю.П. Желтов [и др.]. – Москва : Недра, 1985. – 296 с.

3. Андреева, Н. Н. Проблемы проектирования, разработки и эксплуатации мелких нефтяных месторождений / Н. Н. Андреева. – Москва: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. – 188 с.
4. Мигунова, С. В. Разработка и исследование технологии водогазового воздействия на нефтяные пласты юрских залежей / С. В. Мигунова, В. Г. Мухаметшин, З. Р. Хазигалеева. – СПб. : НПО «Профессионал», 2010. – 176 с.
5. Каменский, Г. А. О пути решения проблемы утилизации нефтяного газа при разработке нефтяных месторождений шельфа / Г. А. Каменский // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных ископаемых : материалы X Всероссийской научно-технической конференции. – Пермь, 2017. – С. 149-152.

МОНИТОРИНГ БУРЕНИЯ БАЖЕНОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ И РЕКОМЕНДАЦИИ НА ДОИЗУЧЕНИЕ

Коннов В. Н., Саратинян Н. А.
Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "КогалымНИПИнефть"
в г. Тюмени

Аннотация. В статье представлены результаты исследований отложений баженовской свиты Тевлинско-Русскинского ЛУ. Рассмотрены наиболее перспективные зоны на получение промышленных притоков нефти. Подобран кандидат и технологии для проведения опытно-промышленной эксплуатации баженовской свиты. Проведена оценка экономической эффективности мероприятия на примере скважины-кандидата.

В настоящее время баженовская свита Западной Сибири считается важным стратегическим объектом для восполнения ресурсной базы нефтяной отрасли Российской Федерации [1].

С 2019 г. в России могут появиться полигоны для тестирования новых методов добычи "сланцевой" нефти. Поправки в закон "О недрах", разработанные Министерством природы РФ, предусматривают дополнительное стимулирование разработки трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), а также создание полигонов на месторождениях. Как следует из документов, тестовые нефтяные полигоны будут распределяться между нефтяными компаниями по заявкам [2].

Основой для изучения возможности добычи нефти из отложений баженовской свиты стали результаты испытаний на территории Тевлинско-Русскинского месторождения.

Целью работы являлось обоснование заложения бокового горизонтального ствола скважины в баженовскую свиту в наиболее перспективную область для определения добывных возможностей пласта.

В 2008 году провели переобработку МОВ ОГТ 3D по методике ФДСА четырех полевых сезонов 2004-2007 гг. По результатам работ построены структурные карты и карты изохрон по основным ОГ; детально изучено геологическое строение юрских залежей в пластах ЮС₁ и ЮС₂ (рисунок 1); выделены и протрассированы тектонические нарушения и т. д. [3].

В пределах исследуемого Тевлинско-Русскинского лицензионного участка до верхнеюрских отложений пробурено с отбором керна в различных интервалах 172 скважины. В это число входят поисковые, разведочные, углублённые эксплуатационные скважины. Из 172 скважин с отбором керна в интервале баженовской свиты пробурено 50 скважин.

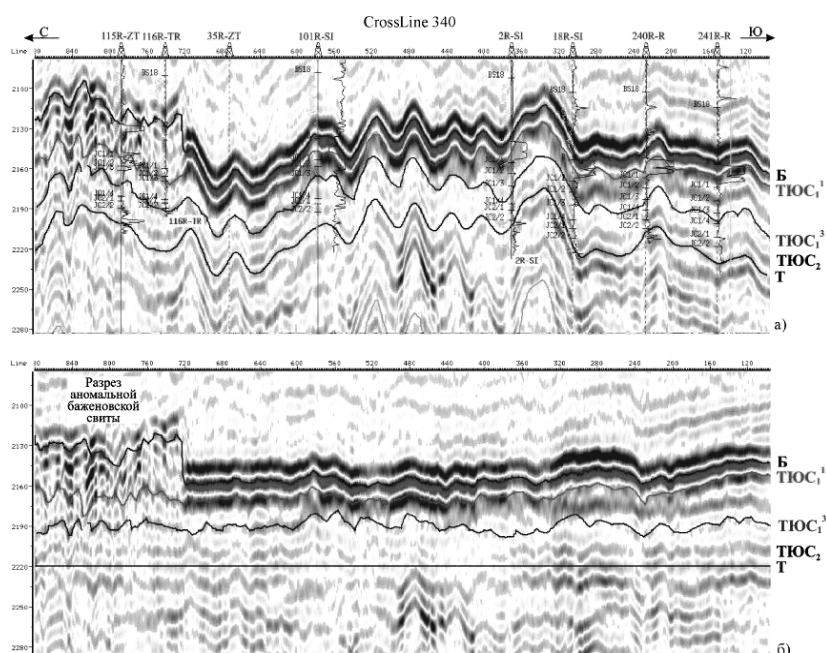


Рисунок 3. Пример корреляции ОБ в юрском сейсмокомплексе:
а) временной разрез; б) выровненный временной разрез

В большинстве случаев отбор керна производился с пласта ЮС₁, при этом захватывая георгиевскую свиту и подошвенную часть баженовской свиты.

Испытания пласта Ю₀ на территории Когалымского района проводятся относительно недавно. В 2010 году впервые начали испытывать пласт Ю₀ с применением физических методов интенсификации – гидравлического разрыва пласта (ГРП).

На Тевлинско-Русскинском ЛУ интервал баженовской свиты испытан в 27 скважинах. В пяти скважинах получены промышленные притоки нефти.

В зависимости от типа разреза баженовской свиты, скважины с проведенными испытаниями относятся к нормальному разрезу баженовской свиты (НР БС) либо к аномальному разрезу баженовской свиты (АР БС).

Скважины 9Р и 10Р характеризуются нормальным разрезом БС. Керн в данных скважинах с интервалов БС не отбирался.

В скважине 10Р вторичное вскрытие БС произведено в 1983 г. в интервале 2740-2756 м перфоратором ПКО-89 с плотностью прострела 12,6 отверстий на погонный метр, всего – 212 отверстий. Возбуждение пласта проводилось заменой глинистого раствора на воду с последующим снижением уровня компрессором. В результате исследования получен фонтан нефти дебитом Q_n 26,9 м³/сут. По заключению исследования АКЦ качество контакта цементного камня с колонной характеризуется как хорошее.

Особенности, характеризующие специфику гидродинамических и геомеханических свойств пород, дают основание утверждать, что максимально рентабельная добыча баженовской нефти может быть достигнута на основе использования природных каналов фильтрации. Исходя из отечественного опыта добычи нефти баженовской свиты, при проектировании систем разработки необходима полная адаптация схем расположения добывающих скважин к каналам фильтрации, как необходимое условие эффективного дренирования запасов.

Анализ результатов отбора нефти на Салымском месторождении с позиций трещинно-блокового строения месторождения показал, что «золотые» скважины находятся на расстоянии до 100 м от осей зон трещиноватости и, по большей части, в разломных узлах [4].

Для выделения и трассирования тектонических нарушений по площади Южный Тевлин 1, 2, 3 применялся комплексный анализ куба когерентности, разрезов совместно с градиентными картами азимутов, углов наклона, амплитуд, предусмотренных для характеристики прослеженного горизонта в системе INTEGRAL+ и Stratimagic, а также горизонтальные срезы. Система нарушений на площади подтверждается горизонтальными срезами куба когерентности. Переход цвета на срезах свидетельствует о наличии нарушений или зон дробления на данном времени [3] (рисунок 2).

В непосредственной близости от скважины 10Р керн из подошвенной части баженовской свиты был отобран в скважинах №№ 133Р, 134Р, 2249, которые близко расположены к предполагаемым тектоническим нарушениям (рисунок 3).

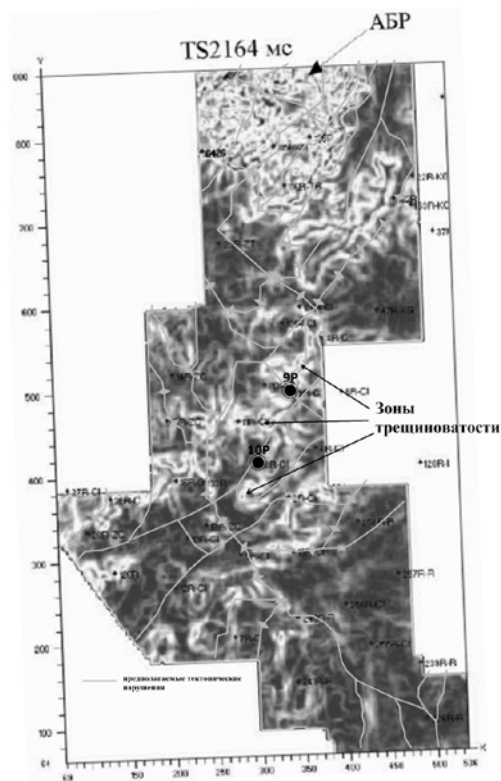


Рисунок 2. Горизонтальный срез (куб когерентности), соответствующий интервалу залегания баженовской свиты

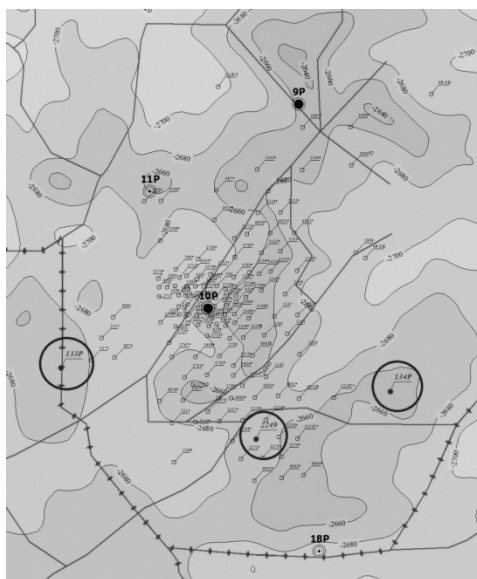


Рисунок 3. Выкопировка из структурной карты по ОГ Б (кровля баженовской свиты) в пределах Тевлинско-Русскинского ЛУ, район 10Р

БС в интервале отбора керна 2774-2778 м в скважине 133Р представлен аргиллитами черными (серые на поверхности спила), битуминозными, карбонатными. Текстура массивная. Породы крепкие, *разбиты трещина-*

ми, ориентированными вертикально и диагонально. Они закрытые, в единичных случаях залечены кальцитом.

В интервале 2748-2763,7 м скважина 134Р по керну характеризуется наличием доломитов известковых черных; известняков черных; аргиллитов черных с неравномерным бурым оттенком, битуминозных; алевролитов светло-серых. По всему интервалу *встречаются трещины*, выполненные кальцитом. *Ориентированы они вертикально, субвертикально*. По результатам геохимических исследований и описанию шлифов часто встречаются интервалы *с признаками нефтенасыщения*.

Керн скважины 2249 в интервале БС представлен аргиллитами и алевролитами темно-серыми. Аргиллиты светло-серые, интенсивно карбонатизированные, средней крепости с *частыми субвертикальными трещинками (до 5 мм)*, выполненными кристаллическим кальцитом.

Тем самым, наличие развитой сети трещин в образцах керна с интервалов баженовской свиты может указывать на близкое расположение к зонам тектонических нарушений, что согласуется с моделью развития тектонических нарушений и зон трещиноватости по результатам переобработки сейсмических материалов 3D.

Из этого можно сделать предположение, что положительные результаты по испытанию скважины 10Р в интервале баженовской свиты связаны, прежде всего, с близким расположением к высокопроизводительным каналам фильтрации, которые представлены сетью трещин.

На основании проведенного анализа предлагается кандидат на проведение опытно-промышленной эксплуатации с целью уточнения добычных возможностей баженовской свиты.

Скважина подбиралась из эксплуатационного фонда рядом со скважиной 10Р в зависимости от её текущего состояния и параметров эксплуатации.

Опираясь на сделанные выше выводы, при подборе кандидата учитывалось соблюдение условия близкого расположения к тектоническим нарушениям и зоне трещиноватости.

К проведению опытной промышленной эксплуатации предлагается скважина 6880 кустовой площадки № 33. Скважина в бездействующем фонде.

Есть мнение, что гидравлический разрыв, а также бурение горизонтальных скважин являются технологиями, без которых невозможна разработка трещиноватых низкопроницаемых коллекторов.

Вскрытие предлагается осуществить горизонтальным окончанием с забуркой бокового ствола из скважины 6880, для увеличения площади дренирования и более высокой вероятности вскрыть производительные каналы фильтрации (рисунок 4).

Проведение многозонного ГРП за счет создания техногенных трещин позволит активизировать трещиноватость баженовской свиты и связаться с каналами фильтрации.

МЗГРП предлагается проводить методом двух последовательных полноценных разрывов пласта на один целевой интервал. После закачки первой стадии ГРП выдерживается технологический отстой, необходимый для смыкания трещины, затем проводится закачка второй пачки проппанта в объеме 50-70 % от общей массы. Изменение напряжения горных пород после первой стадии приводит к инициации второй трещины в несколько ином азимутальном направлении [5].



Рисунок 4. Выкопировка из структурной карты по ОГ Б (кровля баженовской свиты) в пределах Тевлинско-Русскинского ЛУ с проектным горизонтальным окончанием скважины 6880Л

В случае успеха предлагается оставить скважину в эксплуатации для прослеживания динамики изменения параметров работы скважины и гидродинамических параметров залежи. Спуск ГНО осуществлять по результатам проведения промыслово-геофизических исследований.

В данном мероприятии сложно оценить экономическую эффективность. Проведение опытно-промышленных работ на пластах типа баженовской свиты связано с высокими рисками неподтверждения геологической модели.

Будем считать, что стоимость бурения второго горизонтального ствола составляет 28 млн. руб. Базовая стоимость проведения МЗГРП с тремя стадиями составляет около 3,8 млн. руб. При использовании на один фрак-порт 20 т проппанта стоимость 60 т составит около 2,6 млн. руб. Итоговая стоимость составит около 34,4 млн. руб.

Если принять, что начальный дебит нефти скважины 6880Л будет составлять 30 т/сут (дебит жидкости – 40 м³/сут), а к концу года, с учетом

падения дебита на 30 %, снизится до 21 т/сут (среднегодовой дебит – 25,5 т/сут), то с учётом стоимости бурения; проведения МЗГРП; операционных затрат на добычу нефти и газа; амортизации; НДС (ставка 20 %), на конец первого года после ввода в эксплуатацию дисконтированный чистый денежный поток (NPV) составит 5,795 млн. руб.

Выводы

- Проведен анализ имеющихся по Тевлинско-Русскинскому ЛУ данных кернового материала; результатов переобработки сейсмических материалов 3D; результатов испытаний скважин в интервалах БС.

- Установлено, что результаты по исследованию керна; испытаниям скважин, в целом, согласуются с моделями распространения тектонических нарушений и зон трещиноватости по отчету переобработки 3D сейсмических данных.

- Выбраны наиболее перспективные зоны на получение промышленных притоков нефти из баженовской свиты при проведении опытно-промышленных работ.

- Проанализировано состояние фонда эксплуатационных скважин района скважины 10Р.

- Подобраны скважина - кандидат и технологии для проведения опытно-промышленной эксплуатации баженовской свиты.

- Проведена оценка экономической эффективности мероприятия на примере скважины-кандидата.

При успешном выполнении перечисленных выше мероприятий необходимо провести анализ участка работ по определению условных границ объекта разработки. Получение опыта промышленной эксплуатации баженовской свиты позволит оценить добывные возможности горизонта и экономическую рентабельность будущих проектов.

Библиографический список

1. Баженовская свита. Общий обзор, нерешенные проблемы / И. С. Афанасьев [и др.]. // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – Москва, 2010. – № 5. – С. 20-25.
2. Минприроды предоставит льготы для разработки трудноизвлекаемых запасов нефти [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.nakanune.ru>. – Дата обращения 29.01.2018.
3. Переобработка сейсморазведки 3D по методике ФДСА с целью выделения зон аномальных давлений и построение карт флюидных потоков для залежей Тевлинско-Русскинского месторождения (370 км², Южный Тевлин 1, 2, 3) / ООО «Геология резервуара»; отв. исполн.: Созонова Н. М., Шангина В. В., Некрасов А. И., Ордина Н. М. - Тюмень, 2009.
4. Глухманчук, Е. Д. Баженовская нефть – «сланцевые технологии» и отечественный опыт добычи / Е. Д. Глухманчук, А. В. Леонтьевский, В. В. Крупицкий // Недропользование XXI век. – 2015. – № 7. – С. 32-37.

5. Внедрение перспективных технологических решений при проведении МГРП на объекте БВ₇ Южно-Выинтойского месторождения / А. В. Бухаров [и др.]. // Материалы международной научно-практической конференции, посвященной основателю горизонтального бурения – А. М. Григоряну. – Казань: ФЭН, 2017. – С. 53-58.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ МИКРОДИСПЕРСНОГО СИЛИКАТНОГО ГЕЛЯ (МДС) НА НОВО-ЕЛХОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Константинович Э. А.¹, Минханов И. Ф.²

¹Тюменский индустриальный университет;

²Казанский федеральный университет

На сегодняшний день с целью увеличения охвата пластов вытеснением в НГДУ "Елховнефть" применяются десятки различных потокоотклоняющих технологий. Для повышения эффективности методов увеличения нефтеотдачи (МУН) ведется аналитическая работа, направленная на управление потоком движения закачиваемого реагента.

В первую очередь, при закачке потокоотклоняющих композиций необходимо обеспечить отбор продукции из скважин, имеющих наибольшую гидродинамическую связь. После закачки порядка 80% от полного объема композиции реагирующие скважины останавливают на период гелеобразования. Оставшуюся часть закачивают с целью обеспечения радиального распространения геля в пласте, что позволит блокировать большую часть промытых каналов и увеличить выработку остаточных запасов нефти.

Чем меньше количество окружающих работающих скважин с большей гидродинамической связью, тем эффективнее произойдет блокирование выбранного направления.

Как показали трассерные исследования и исследования по гидропрослушиванию на Ново-Елховском месторождении имеются участки межскважинного пространства, обладающих суперколлекторскими свойствами, в которых продвижение закачиваемых гелеобразующих компонентов проходит в течение первых суток. В этом случае, возможно, предположить, что при закачке гелеобразующих композиций создаются риски по выносу закачиваемого материала через работающую добывающую скважину, и как следствие, его безвозвратная потеря.

В целях исключения прорыва и выноса гелеобразующего состава в период закачки технологии необходимо вести контроль за изменением вязкости на устье реагирующих скважин. Контроль осуществляется путем применения упрощенного "вискозиметра", который состоит из обычной

сетки, любой емкости и секундомера. Отбор проб проводится в период закачки реагента до закрытия скважины на реагирование.

Не маловажная роль отводится формированию периода «щадящего» режима работы нагнетательной скважины после закачки потокотклоняющей композиции для исключения образования новых водопроводящих каналов.

После окончания времени реагирования скважину запускают в работу с минимальной приемистостью путем установки штуцера. Далее контролируя динамику работы реагирующих скважин на участке, постепенно наращивают объемы закачки до обеспечения необходимой компенсации.

Технологию рекомендуется применять на поздней стадии разработки нефтяного месторождения, представленного неоднородными по проницаемости терригенными коллекторами. Технология предназначена для увеличения нефтеизвлечения за счёт повышения охвата пласта и коэффициента нефтевытеснения. Метод воздействия на пласт основан на создании блокирующей оторочки неорганической микрогелевой композицией с последующей переадресацией заводнения в менее промытые интервалы и доотмывом нефти растворами поверхностно-активных веществ (ПАВ). Для осуществления закачки по технологии применяется стандартное технологическое оборудование и используется существующая система воздействия на продуктивный пласт. Технологический процесс приготовления и закачки МДС осуществляется непосредственно на устье нагнетательной скважины. Метод воздействия на пласт по технологии МДС основан на закачке комплексной композиции, состоящей из двух последовательных оторочек: первая оторочка – микродисперсный силикатный гель, полученный на основе силиката натрия и соляной кислоты, и вторая оторочка – водный раствор ПАВ. Воздействие на пласт первой оторочкой – микродисперсным силикатным гелем приводит к снижению проницаемости интервалов преимущественной фильтрации воды и перераспределению закачиваемой воды в менее проницаемые зоны, увеличение извлечения нефти из которых достигается закачкой в пласт второй оторочки – водного раствора ПАВ. Участок реализации технологического процесса (ТП) должен отвечать следующим требованиям: - приемистость нагнетательной скважины не менее 150 м³/сут при 75 % от допустимого давления закачки; - наличие гидродинамической связи между нагнетательной и добывающими скважинами участка; - соотношение добывающих и нагнетательных скважин участка составляет не менее 2:1; - рекомендуемая толщина продуктивного пласта не менее 2,0 м; - дебит жидкости в среднем по участку составляет не менее 50 м³/сут; - обводненность продукции в среднем по участку составляет до 98 %; - плотность закачиваемой воды от 1,00 до 1,20 г/см³. Скважина, предназначенная для реализации ТП, должна иметь герметичную эксплуатационную колонну, исправную устьевую арматуру, зумпф, позволяющий проводить комплекс промысловых геофизических исследований; наличие заколонных перетоков не допускается. Непосред-

ственно перед началом работ (но не позднее, чем за сутки) скважина должна быть подключена под закачку воды с целью выхода на установившийся режим работы, что позволит получить объективные данные по приёмистости скважины до воздействия технологии.

На Ново-Елховском нефтяном месторождении в августе 2016 года была проведена закачка МДС в одну из нагнетательных скважин. Средняя обводнённость добываемой продукции до закачки составляла 85,4%. Спустя 10 месяцев после закачки обводнённость продукции снизилась до 74,5%.

Преимуществами технологии МДС являются:

- высокая надёжность технологии в части гарантированного решения задачи ввода в пласт гелевого компонента;
- использование недорогих и доступных реагентов отечественного производства – растворов силиката натрия и соляной кислоты, ПАВ;
- регулируемость процесса образования суспензии силикатного геля с целью получения частиц геля заданного размера применительно к характеристикам коллектора;
- возможность использования как пресной, так и сточной минерализованной воды для приготовления закачиваемой композиции;
- экологическая безопасность.

Выводы и рекомендации:

- 1) Снижение обводнённости на 9.1%, после закачки продукции.
- 2) при закачке потокоотклоняющей технологии необходимо подобрать такую комбинацию работы добывающих и нагнетательных скважин на участке, чтобы максимально заблокировать промытые зоны;
- 3) в период проведения закачки технологии МДС необходимо вести контроль за выносом гелеобразующего состава на устьях добывающих скважин;
- 4) в период освоения скважины после проведения технологии обеспечить плавное наращивание необходимых объемов закачиваемой воды для исключения образования новых водопроводящих каналов.

Библиографический список

1. Ганиева, З. М. Исследование и применение силикатных микрогелевых систем для увеличения нефтеизвлечения: дис. канд. тех. наук ТатНИ-ПИНефть ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Бугульма, 2013. – 132 с.
2. Эпов, И. Н. Потокоотклоняющие технологии как метод увеличения нефтеотдачи в России и за рубежом / И. Н. Эпов, О. П. Зотова // Фундаментальные исследования. – 2016. – № 12-4. – С. 806-810;
3. Жданов, С. А. Опыт применения методов увеличения нефтеотдачи пластов в России // Нефтяное хозяйство. - 2008. - № 1. - С. 58 – 61.

Научный руководитель – Корабельников М. И., канд. техн. наук, доцент

ПРОВЕДЕНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕРМОМАНОМЕТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ (ТМС)

Котов Д. С.

Мегионский политехнический колледж

Исследование скважин и пластов различными методами является неотъемлемой частью процесса разработки нефтяных и газовых месторождений и направлено на получение максимально достоверной информации об объекте разработки, условиях и интенсивности притока флюида в скважину, а также об изменениях, происходящих в пласте в процессе его разработки.

Одним из наиболее эффективных методов исследований являются гидродинамические исследования скважин (ГДИС), позволяющие получить информацию о продуктивных характеристиках скважин и фильтрационно-емкостных свойствах пласта. Суть данного метода заключается в использовании технологий исследований в процессе целенаправленного изменения характера поведения скважины (пуска, остановки изменения расхода и пр.). Базовым моментом таких технологий является регистрация процесса изменения гидродинамических параметров на фиксированной глубине. Параллельно происходит регистрация устьевых параметров скважины (расхода жидкости, газа, устьевых давлений и температуры).

До сравнительно недавнего времени регистрация данных осуществлялась при помощи глубинных автономных манометров, что затрудняло проведение исследований добывающих скважин механизированного фонда, так как оперативная доставка данного оборудования на заданную глубину и последующее его извлечение для получения информации возможно при проведении исследований после проведенных геолого-технологических мероприятий (ГТМ). В случае необходимости проведения ГДИС в процессе эксплуатации, исследования проводились либо путем регистрации изменения забойных давлений на устье скважины (в результате чего полученные данные имели более низкую информативность), либо глубинный автономный манометр устанавливался в специальном кармане НКТ и спускался в скважину вместе с насосным оборудованием. В случае применения второго варианта, для получения информации необходимо было извлечь оборудование, находившееся в скважине, что приводило к дополнительным финансовым затратам, а также к конфликту задач обеспечения объема добычи и контроля разработки месторождений.

В настоящее время все более широкое распространение получает применение термоманометрических систем (ТМС), которые представляют дистанционные стационарные датчики, устанавливаемые на приеме ЭЦН и способные передавать информацию о давлении, температуре и других параметрах в режиме онлайн.

Рассматривая применение данных систем непосредственно при проведении ГДИС, в первую очередь необходимо отметить, что использование ТМС значительно снижают финансовые затраты, так как не требуют проведения каких-то дополнительных операций по подготовке скважины к исследовательским работам и привлечению подрядных организаций для выполнения работ. При этом сегодняшняя оснащенность нефтяных компаний такими датчиками позволяет проводить анализ ГДИС на довольно большом фонде скважин.

Если рассматривать диапазон ГДИС, которые возможно произвести при помощи датчиков ТМС, то он довольно широк. Например, данные ТМС используются при проведении исследований на установившихся режимах фильтрации, таких как, запись кривых стабилизации давления на одном (КСД) или нескольких стабильных режимах скважины (ИД). Также применяются данные датчиков ТМС при проведении ГДИС на неустановившихся режимах, таких как, запись кривой восстановления давления (КВД) (рис.1) или проведения комплекса ГДИС (ИД-КВД).

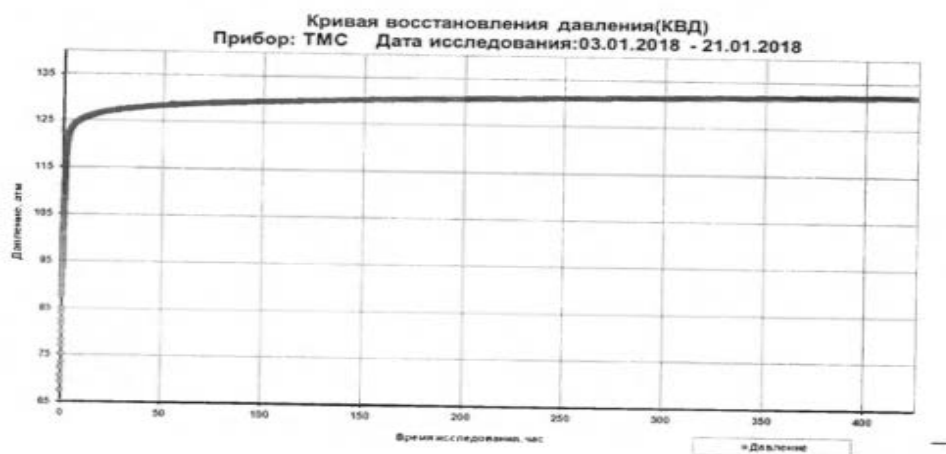


Рисунок 1. Обзорный график КВД

Алгоритм проведения ГДИС с применением ТМС можно разделить на два этапа: первый – это сбор данных, необходимых для интерпретации ГДИС, и второй – непосредственно анализ и обработка полученных данных (рис 2.).

При подготовке данных, полученных с датчиков ТМС, следует особое внимание уделять качеству полученных данных, при необходимости производить сглаживание и отбраковку некондиционных участков записи давлений и температуры, а также привязку к ним по времени косвенных данных (данных о дебите скважины и т.д.).

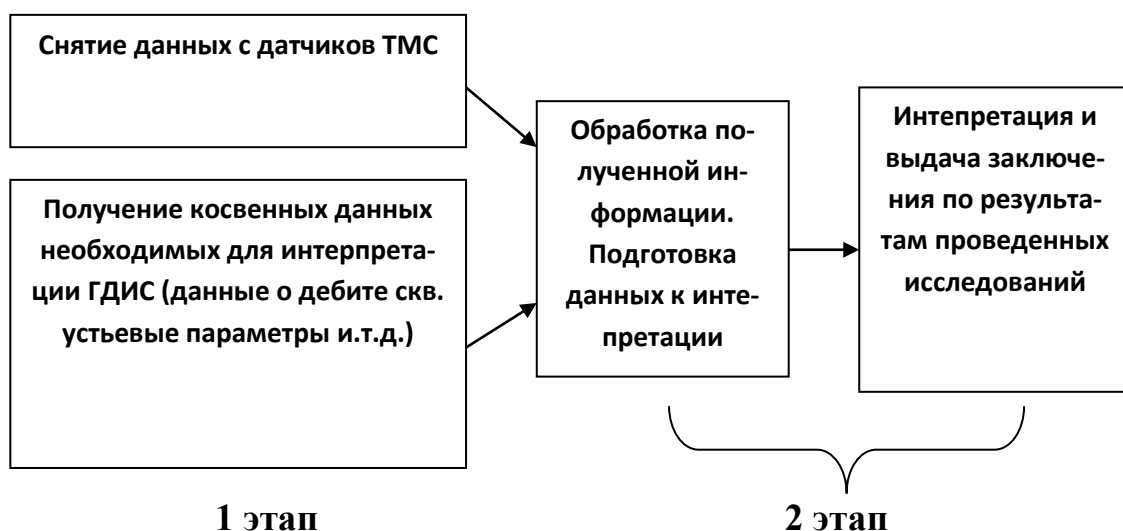


Рисунок 2. Алгоритм проведения ГДИС

В заключение хочется отметить, что применение систем ТМС позволяет не только осуществлять технологический контроль за работой скважинного оборудования, но и существенно расширяет возможности в области проведения ГДИС, что в свою очередь позволит значительно улучшить процесс мониторинга энергетического состояния продуктивных пластов, их фильтрационно-емкостных свойств и продуктивности скважин.

Библиографический список

1. Кременецкий, М. И. Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин / М. И. Кременецкий, А. И. Ипатов. – Москва : Макс-Пресс, 2008. – 160 с.
2. Покрепин, Б. В. Разработка нефтяных и газовых месторождений / Б. В. Покрепин. - Ростов на Дону : Феникс, 2015. - 186 с.
3. Топольников, А. С. Интеллектуальная обработка данных (В) ТМС для интерпретации при авто-ГДИС / А. С. Топольников // Инженерная практика. – 2016. - № 10. – С.10-12.

Научный руководитель – Малевин В. А., преподаватель

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТУРОНСКИХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА ЮЖНО-РУССКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Лабазанов Х. М., Цыганков М. С.
Тюменский индустриальный университет

Большая часть добываемых запасов природного газа на севере Западной Сибири приходится на сеноманские залежи, наиболее значимые из которых (Медвежье, Ямбургское, Уренгойское и др. месторождения) находятся в стадии падающей добычи.[1]

В этих условиях все большую роль приобретает освоение залежей с трудноизвлекаемыми запасами. К такой категории можно отнести запасы туронских газовых залежей.

По данным многих исследователей туронские отложения имеют региональное распространение. К наиболее изученным из них относятся газовые залежи газсалинской пачки Южно-Русского, Заполярного, Харампурского, Новочасельского, Тэрельского и Ленского месторождений. Ресурсная база рассматриваемых залежей достаточно высока. Начальные запасы газа превышают 1,3 трлн. м³, что позволяет рассматривать их как потенциальные источники промышленной добычи углеводородного сырья.[2]

Туронские отложения на Южно-Русском месторождении залегают на глубине 750-950м, эффективные толщины представлены тонкими прослоями алевролитов и глинистых алевролитов. Геологическими особенностями залежи являются: резкая вертикальная неоднородность коллекторов, низкая проницаемость (менее 10мД), низкая пластовая температура (16,5 С°), аномально высокое пластовое давление – 9.8 МПа (коэф. аномальности -1.24). Все эти факторы обуславливают эксплуатацию туронских скважин в гидратном режиме.

По химическому составу туронский газ - аналогичен сеноманскому (98% метана), отсутствуют тяжелые углеводороды, пластовые давления, также идентичны сеноману, все это позволяет осуществлять совместную транспортировку туронского и сеноманского газа по единой газосборной сети.

С 2011 года на Южно-Русском месторождении в рамках проекта опытно-промышленной эксплуатации ведется разработка туронской залежи. На сегодняшний день было опробовано 3 вида конструкций скважин: двухзабойная №174, скважина с восходящим профилем №184 и скважина №1902-субгоризонтальная с многостадийным гидравлическим разрывом пласта.

В 2011 году была пробурена скважина №174. Это уникальный проект в реализации которого участвовали как отечественные компании:

«ТюменНИИгипрогаз»- технический проект, «Газпром бурение» - буровые работы, «Корвет» (г. Курган) - дуальная фонтанная арматура; «ГРОМ» (г. Тюмень) - спайдер-элеватор для спуско-подъемных операций. Так и американская «Halliburton» предоставившая систему двухрядного заканчивания скважин.[3]

Скважина представляет собой двухзабойную конструкцию с пологим окончанием и с разветвленной архитектурой стволов, которая обеспечивает достаточно большой радиус дренирования и эффективную отработку запасов газа по разрезу (Рисунок-1). Такое строение скважины позволяет добывать газ сразу из двух горизонтов туронской газовой залежи, причем совершенно независимо друг от друга.

Достоинствами данной конструкции скважины являются: снижение затрат за счет уменьшения объемов работ и материалов по наземному обустройству, сокращение общего количества скважин на месторождении, сокращение территории, занимаемой кустовой площадкой, уменьшение техногенного воздействия на окружающую среду.

Однако в серию такое технологическое решение не пошло из-за сложности строительства и подземного оборудования, сложности подземного ремонта и обслуживания, а также высокой стоимости оборудования и эксплуатации.

В 2014г. была пробурена однозабойная горизонтальная скважина №184 с инвертным окончанием горизонтальной части ствола 114 градусов. Глубина скважины по вертикали 850 м. Длина по стволу 1804 м. Также в скважине была смонтирована опτικο-волоконная система термометрии по глубине спуска НКТ (с внешней стороны) и два точечных кварцевых датчика давления на глубине 645м. и 1512м. (Рисунок-2).

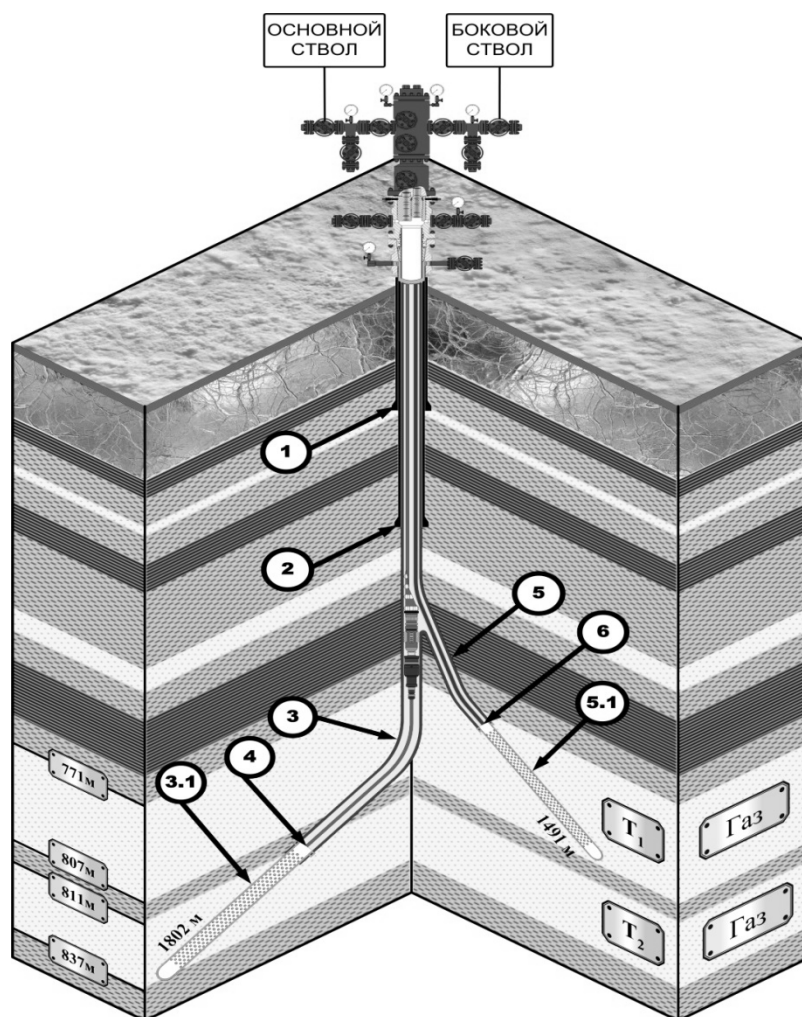


Рисунок 1. Конструкция скважины № 174

1 - Направление $d = 426$ мм., глубина спуска = 149 м.; 2 - Кондуктор $d = 324$ мм., глубина спуска = 624 м.; 3, 5 - Эксплуатационная колонна $d = 245$ мм., глубина спуска = 1777 м. (основной ствол), 1488 м. (боковой ствол); 3.1, 5.1 - фильтр сетчатый $d = 245$ мм. интервал бокового ствола = 1501-1755 м., интервал основного ствола = 1155-1482 м.; 4,6 - НКТ-73 мм., глубина спуска 1457 м., 1687 м.; T1, T2-туронские пласты

Конструкция данной скважины оказалась удачной и хорошо показала себя в эксплуатации. Первичное вскрытие коллекторов пласта T1-T2 проводилось на растворе Rheliant Plus плотностью 1.42 г/см^3 (раствор на углеводородной основе). В процессе бурения продуктивного интервала поглощений бурового раствора не отмечалось. Также данная скважина снабжена нецементируемым сетчатым фильтром, что позволило не засорять ПЗП.

В 2016 была пробурена Скважина №1902 –это субгоризонтальная скважина с цементируемым окончанием. Вскрытие пластов производилось в скважине компанией Halliburton, проведен многостадийный ГРП (4 стадии по 70 т) на углеводородной основе по технологии Plug&Perf.

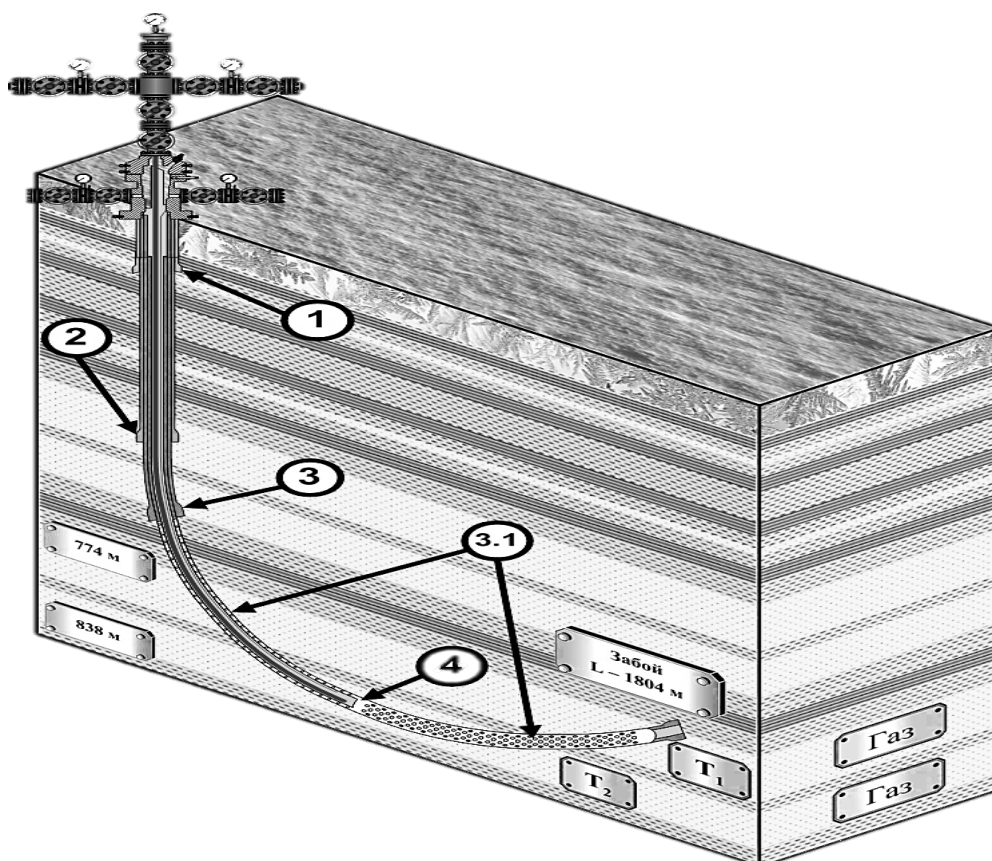


Рисунок 2 .Скважина № 184

1 - Направление $d = 326$ мм., глубина спуска = 156 м.; 2 - Кондуктор $d = 248$ мм., глубина спуска = 627 м.; 3 - Эксплуатационная колонна $d = 168$ мм., глубина спуска = 1803 м.
 3.1 - фильтр сетчатый $d = 245$ мм., интервал спуска = 949-1903 м. 4 - НКТ $d = 89$ мм., глубина спуска = 1525 м. T_1, T_2 - туронские пласты.

Скважина состоит из: направления $d=324$ мм., глубина спуска=149м.; кондуктора $d=245$ мм., глубина спуска=620м.; эксплуатационной колонны $d=168$ мм., глубина спуска= 1447 и НКТ $d=89$ мм., глубина спуска=960м.

Полученные данные в процессе геологического изучения турона и промысловых исследований, позволяют приступить к разработке туронских залежей в Западно-Сибирском регионе с научно-обоснованными инновационными решениями и подтвержденным положительным опытом.

В соответствии с разработанным «Технологическим проектом разработки сеноманской и туронской газовых залежей Южно-Русского нефтегазоконденсатного месторождения» промышленное освоение туронской залежи начнется в 2019 году.

Библиографический список

1. Ахмедсафин, С. К. Исследование и разработка методов и технологий разработки сенон-туронских газовых залежей севера Западной Сибири :

автореферат дис. ... канд. технических наук / С.К. Ахмедсафин. – Тюмень, 2013. – 24 с.

2. Якимов, И. Е. Разработка и исследование методов и технологий освоения трудноизвлекаемых запасов : автореф. дис. ... канд. технических наук / И. Е. Якимов. – Тюмень, 2008. - С. 22.

3. Пономарева, Л. Д. Курс на туронский газ / Л. Д. Пономарева // Нефть и газ Евразия. - 2012. - №. 9. - С. 18-27.

Научный руководитель - Стрекалов А. В., д-р техн. наук, доцент

ВЫБОР НАИБОЛЕЕ РЕНТАБЕЛЬНОГО ВАРИАНТА ДЛИНЫ ГС И КОЛИЧЕСТВА СТАДИЙ ГРП НА НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Лобанов П. Ю.

Тюменский индустриальный университет

В данной работе рассматривается методика определения оптимальной длины горизонтальной скважины и количества стадий гидроразрыва для низкопроницаемых пластов характерных для месторождений Западной Сибири. Анализ вариантов проводился на основе гидродинамического моделирования и расчёта экономических показателей.

В настоящее время разработка трудноизвлекаемых запасов одно из актуальных направлений современной нефтегазовой отрасли.^[1] Наиболее эффективными современными технологиями, применяемыми на месторождениях с низкой проницаемостью являются горизонтальные скважины (ГС) в сочетании с многостадийным гидроразрывом пласта ориентированные с учётом поля напряжений, в котором будет формироваться система трещин.

Помимо геолого-физических критериев, таких как эффективная толщина пласта, проницаемость, расчленённость и т.д., одним из главных показателей применимости технологии является её экономическая эффективность. Так как бурение горизонтальных скважин с проведением многостадийного гидроразрыва пласта очень дорогостоящая операция, для того чтобы экономические и технологические показатели от внедрения той или иной технологии были положительными нам необходимо проводить тщательный подбор оптимального варианта.^[2]

Под оптимальным вариантом подразумевается подобранное количество стадий ГРП, длина горизонтального участка, длина трещин, система разработки, размещение ствола относительно максимального напряжения, расстояние между трещинами ГРП и т.д. Исследования на месторождениях

Западной Сибири показали, что прирост технологических показателей наблюдается до определённой длины (800 метров), дальнейшее увеличение длины существенного прироста не даёт, а влечёт только экономические убытки.^[3] В результате мы имеем несущественный прирост технологических показателей, которые затмеваются негативными экономическими показателями.

В связи с отсутствием четких и апробированных критериев применимости МГРП, нет чёткого представления в каких рамках находится оптимальный вариант длины ГУ и количества стадий разрыва.

В данной работе рассматриваются условия, при которых применение технологии МГРП является наиболее эффективным. В результате были построены гидродинамические модели с различными вариациями технологических параметров в программном комплексе Tempest More. Исследовались зависимости накопленной добычи нефти, чистого дисконтированного дохода (ЧДД), прироста добычи нефти от разных вариаций длины горизонтального участка (ГУ), количества трещин ГРП, их ширины, высоты, длины, проводимости и расстояния между ними. В работе исследовался диапазон длины ГУ от 100 до 1000 метров. Горизонтальный участок для каждого из вариантов принимался перфорированным по всей длине.

Для достижения более точных данных по дебиту и добыче использовались ключевые слова LGRD (измельчение сетки вблизи скважины) и SRVW (задание стимулированного объёма пласта).

В основу моделей был взят низкопроницаемый неоднородный пласт верхнеюрских отложений с проницаемостью для синтетической модели 2,4 мД, а для реальной геологической проницаемость варьировалась от 5 до 15 мД. Минимальное расстояние между трещинами было принято за 50 метров, т.к. за эталон была принята трещина с длиной эллипса 50м. Расчёт производился на 3 года с момента ввода одиночной скважины. На рисунке 1 представлена горизонтальная скважина с 5 стадиями ГРП (синтетическая модель).

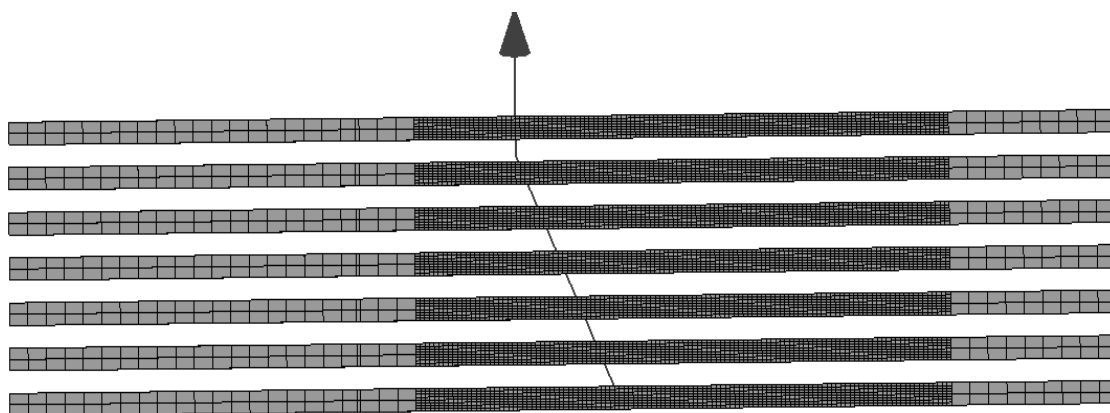


Рисунок 1. Отображение стимулированного объёма пласта на синтетической модели пласта

По результатам опробования данной методики на синтетической модели точного ответа по выбору оптимального варианта ГС с МГРП не удалось.

Для выявления результатов было принято решение сравнения полученных технологических и экономических параметров гидродинамической модели реального месторождения Западной Сибири с такими же параметрами трещины взятой за эталон.

По результатам полученных данных по приросту накопленной добычи нефти в расчёте на одну трещину (рисунок 2) относительно ствола без ГРП, был выбран диапазон количества трещин от 1 до 6 (включительно) для дальнейшего анализа.

Далее мы выбирали оптимальную длину, исходя из зависимости прироста накопленной добычи нефти на 1 метр длины ГС относительно показателей скважины с длиной ГУ 100 метров (рисунок 3). Оптимальной длиной ГУ был выбран диапазон значений от 300 до 500 метров (в расчёт не принималось значение 1 стадии для длины 1000 метров). Такие же выводы можно сделать и из рисунка 4, в котором оценивается экономическая составляющая. Анализируя все графики можно определить, что оптимальная длина ГУ будет находиться в диапазоне от 300 до 500 метров с количеством стадий от 1 до 6.

На основе анализа более чем 50 вариантов непосредственно для месторождения, гидродинамическая модель которого рассматривалась, оптимальным был выбран вариант с длиной ГУ 300 метров и 2 стадиями ГРП.

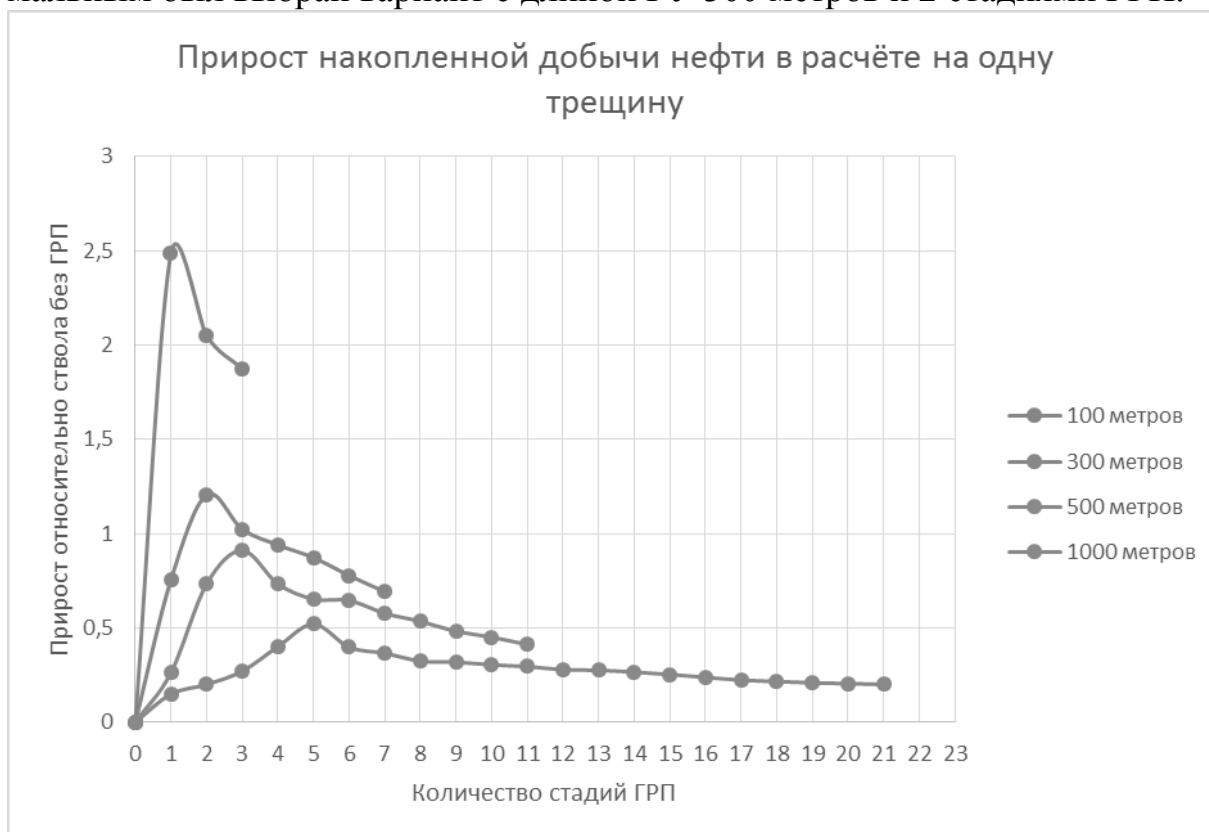


Рисунок 2. Прирост накопленной добычи нефти на одну трещину ГС

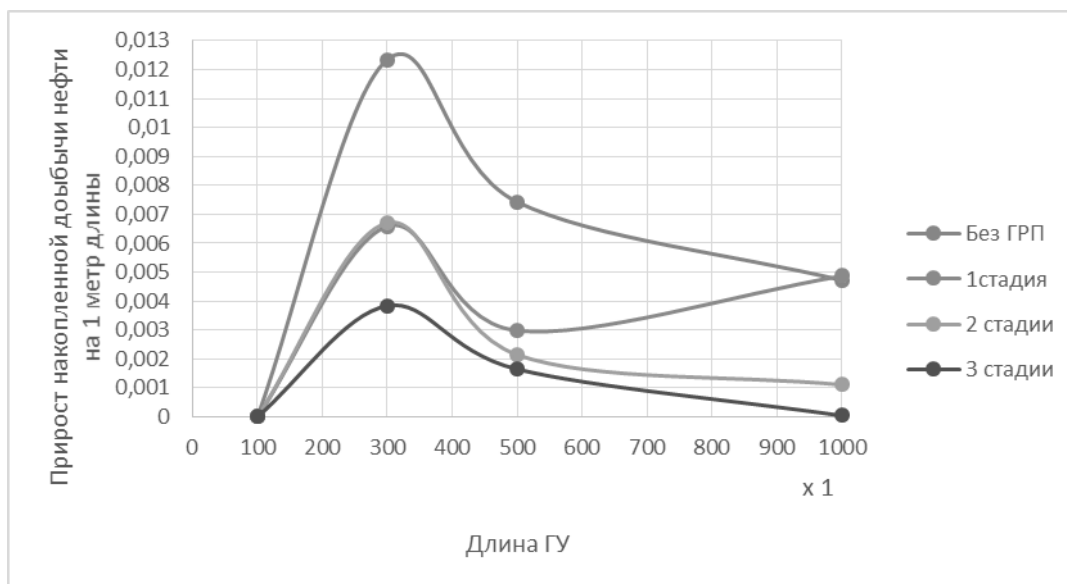


Рисунок 3. Прирост накопленной добычи нефти на 1 метр длины относительно показателей скважины с длиной ГУ 100 метров

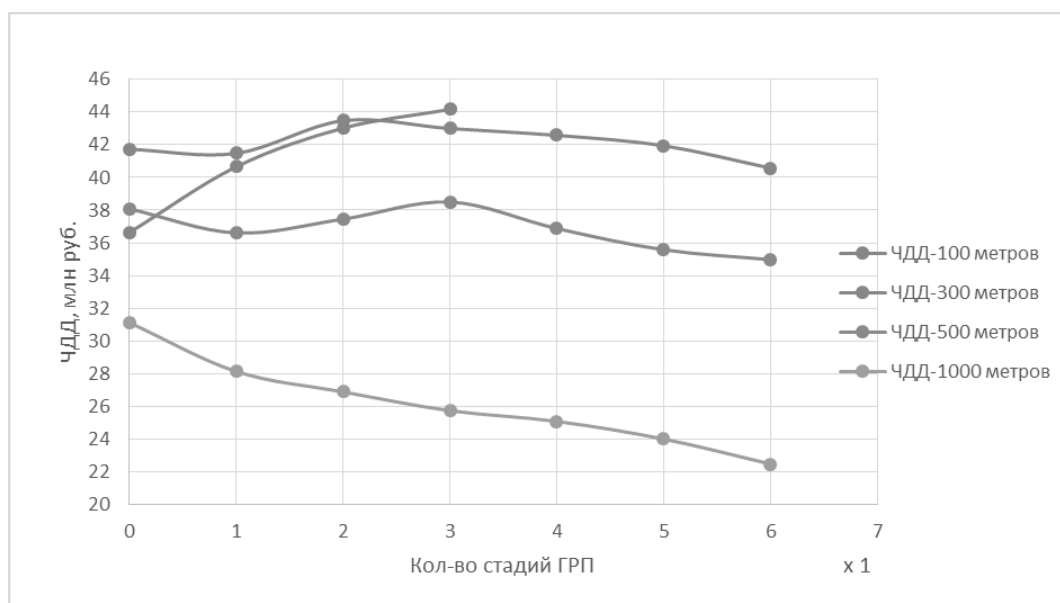


Рисунок 4. Зависимость количества стадий ГРП от ЧДД

Таким образом, для низкопроницаемых коллекторов Западной Сибири может быть рекомендован вариант с длиной ГУ от 300 до 500 метров с количеством стадий от 2 до 5.

Полученные результаты предлагается сравнить с фактическими данными юрских коллекторов месторождений Западной Сибири.

В будущем предлагается сравнить технологические показатели и экономическую эффективность скважины с разным количеством стадий ГРП и длиной ГС для разных диапазонов проницаемости.

Библиографический список

1. Чусовитин, А. А. Эволюция проектных решений по разработке отложенной Тюменской свиты на примере месторождений Краснореченского свода / А. А. Чусовитин // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 5. – С. 54-58.
2. Наймушин, Д. Г. Стратегии разработки трудноизвлекаемых запасов тюменской свиты (на примере Майского нефтяного месторождения) / Д. Г. Наймушин // конференция SPE 138068. – 2010. – январь.
3. Юдин, А. Эволюция технологий ГРП при разработке коллекторов Уватского региона / А. Юдин // конференция SPE 182133. – 2016. – октябрь.

Научный руководитель - Синцов И. А., канд. техн. наук, доцент

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОСВОЕНИЯ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

Михайлов А. Л.

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Аннотация: В данной статье изучается проблема освоения трудноизвлекаемых запасов нефти с использованием современных технологий извлечения нефти. Освящены главные группы трудноизвлекаемых запасов и перспективы их освоения.

В последние десятилетия происходит увеличение величины трудноизвлекаемых запасов (ТриЗ) нефти и газа, особенно в северных регионах, поэтому важной задачей становится решение проблем разработки и внедрения инноваторских технологий с целью освоения ТриЗ, или нестандартных ресурсов углеводородов (УВ) [1]. Эффективность распространенных способов извлечения нефти гарантирует конечный коэффициент извлечения нефти (КИН) в пределах $0,3 \div 0,5$, что явно не хватает для повышения ресурсов нефти [2,3]. Таким образом, остаточные запасы, которые невозможно извлечь имеющимися способами составляют примерно 50 – 80 % от геологических запасов нефти в недрах земли и представляют собой значительный запас. С целью повышения добычи необходимо использование новых способов увеличения извлечения нефти [4].

В соответствии с современными представлениями, трудноизвлекаемыми запасами нефти могут являться следующие группы:

1) тяжелые высоковязкие и сверхвязкие нефти (ТН, ВВН, СВН), природные битумы (ПБ) главным образом они относятся к Западно-Сибирской, Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносным провинциям;

- 2) углеводороды в сложнопостроенных коллекторах с низкими фильтрационно-емкостными свойствами, с низким КИН, нефть и газ в слоистых и трещиноватых коллекторах глинистых сланцах, плотных песчаниках;
- 3) остаточные запасы нефти и газа в неправильно освоенных залежах с трудными геолого-физическими и промысловыми условиями. Подобный тип запасов находится в Западной Сибири, Урало-Поволжье, Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и Предкавказье;
- 4) неэксплуатируемые залежи в горизонтах разрабатываемых месторождений, ресурсы законсервированных месторождений, запасы на санитарных и водоохраных участках, малодебитные, маленькие по величине скопления ресурсы. Большая доля подобных уже разведанных запасов сосредоточена в оптимально эксплуатируемых регионах: Приволжском (10,3%), Северо-Западном федеральных округах (7,7%) и Уральском 86 (70,4%) .

Во всем мире традиционные способы добычи в зависимости от условий залегания залежей и свойств нефти (в основном вязкости), обеспечивают извлечение нефти до 20-40%, а из пластов с ВВН (вязкость более 30 мПа·с) традиционные технологии добычи являются неэффективными с точки зрения экономики. Разработка залежей ВВН сопряжена со значительными сложностями, так как движение нефтей в пористой среде, различающихся значительным содержанием асфальтенов, смол и парафинов, сопровождается значительным отклонением от классических законов Ньютона и Дарси. В последние годы на месторождениях РФ средний КИН уменьшается. В подобных условиях рационально осуществлять поиск и использование новых способов извлечения.

Наряду с уже классическими тепловыми методами с применением вертикальных скважин (закачка горячей воды, пара, внутрипластовое горение) уже используются на месторождениях многих стран, в том числе на месторождениях России [5], инновационные методы освоения ресурсов ВВН и ТН, базирующиеся на использовании различных физико-химических эффектов, применении наклонно-горизонтальных и многоствольных скважин. Сформированы технологии выработки резервов тяжелых и битуминозных нефтей, которые базируются на эффекте совместного теплового и гравитационного воздействия, кроме того предполагается уже использовать новые методы: волновой и гидроразрыв пласта, совмещаемый с реагентным воздействием.

При соответствующих характеристиках частотах и амплитуд, волновое поле (в зависимости от определенных геолого-физических условий), обеспечивает увеличение притока флюидов из коллектора в трещины, таким образом, происходит вовлечение в процесс фильтрации нефть из неподвижных целиков в блоках, в результате это повышает КИН. Волновым воздействием (ВВ) возможно повысить нефтеотдачу в результате вовлечения в фильтрацию флюида, который насыщает блоки коллектора, повышения подвижности флюидов, очистки порового пространства. Метод

ВВ базируется на создании в продуктивном пласте поля упругих деформаций и интенсивной сейсмической эмиссии, разрушающих пленки связанной воды и стимулирующие фильтрационные процессы. Также ВВ применяется в сочетании с обработкой призабойной зоны пласта кислотами и по способу ограничения водопритока с использованием гелеобразующего реагента с последующей стимуляцией притока приемистости.

Термические методы необходимо совершенствовать в комплексе с другими технологиями, так как они имеют некоторые ряд ограничения и недостатки. Можно найти успешный образец совмещения закачки горячей воды и волнового воздействия.

Маленькие месторождения в основном разрабатываются в режиме истощения с малыми дебитами. В данном случае выбор способа воздействия на пласт зависит от продолжительности получения дополнительной добычи нефти и стоимости. Были созданы критерии для различных групп методов и с их использованием подобраны адресные технологии. Способы воздействия на продуктивные пласты, базирующиеся на совмещении тепловых, и химических методов с импульсным и волновым воздействиями широкого частотного диапазона, учитывающие резонансные и иные отклики пластовой системы, способны повышать положительные физико-химические процессы, увеличивающие КИН и охвата пласта процессом фильтрации.

Созданные аппараты и способы дают возможность использовать модификации волновых и импульсных методов: виброволновой, акустической, электрогидравлический, вибросейсмический, имплозионный, сейсмический, депрессионное. В конкретных геолого-технологических условиях каждая из них предоставляет конкретный благоприятный эффект. Таким образом, комплексные методы, совмещающие нестационарное воздействие с химическим и (или) тепловым можно считать перспективными.

Значительная доля ресурсов нефти может быть практически неподвижной или малоподвижной при имеющихся геолого-физических условиях в залежах, это в существенной мере сопряжено с ухудшением коллекторских свойств и их неоднородностью [6]. Нужно создание высокопроницаемых каналов для соединения частей пласта, содержащих неподвижные запасы со скважиной с целью вовлечения в разработку неподвижных запасов. С целью экономически выгодного извлечения нефти нужны технологии с существенным радиусом действия. Одним из подобных способов является гидравлический разрыва пласта (ГРП). Опыт использования ГРП демонстрирует, что при крупном расчленении пласта и в граничных зонах нефтяных залежей возможно существенно повысить коэффициент охвата пласта разработкой [7]. В комбинации с интенсификацией отборов нефти, также наблюдается прирост КИН. По этой причине необходимо прогнозировать эффективность и для элемента залежи, и для определенной скважины. Исследование и ана-

лиз демонстрирует, что правильное прогнозирование эффекта ГРП, анализ состояния элемента залежи дает возможность получить увеличение нефтеотдачи и увеличить эффективность разработки залежи нефти [8,9].

Существенные резервы нефти содержатся в карбонатных коллекторах, но в данный момент недостаточно технологий для увеличения КИН и повышения эффективности разработки залежей относящихся к карбонатным пластам. Для нефти в карбонатных и коллекторах создана методика и способы воздействия на пласт с целью повышения притока и увеличения КИН. Из-за определенных факторов процесса кислотного воздействия на минеральный скелет разработана технология кислотного воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП) с использованием «отклонителя» и замедлителя» кислоты. Подобная технология может применяться в терригенных коллекторах. Также подобную технологию обработки можно применять в нагнетательных скважинах.

Анализируя разработки месторождений с ТрИЗ можно сделать вывод, что рациональное планирование технологии воздействия на пласт с моделированием процессов призабойной зоны и в целом в пласте дают возможность повысить эффективность освоения подобных запасов нефти.

Библиографический список

1. Инвестиционная привлекательность северного региона / М. М. Махмудова [и др.]. // Известия высших учебных заведений. Социология. Экономика. Политика. - 2016. - № 1 (48). - С. 27-32.
2. Индикаторная кривая для случая трехфазной фильтрации при забойном давлении ниже давления насыщения / М. Н. Харисов [и др.]. // Нефтегазовое дело. - 2018. - Т. 16. - № 1. - С. 32-37.
3. Анализ эффективности применения индикаторной кривой Вогеля при прогнозировании дебита нефти / Э.А. Юнусова [и др.]. // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2017. - № 2 (108). - С. 23-31.
4. Абызбаев, И. И. Прогнозирование применения новых методов увеличения нефтеотдачи при освоении трудноизвлекаемых запасов нефти / И. И. Абызбаев, В. Е. Андреев. – Уфа : Монография, 2007. – 204 с.
5. Ерёменко, Б.А. Сравнительный анализ эффективности тепловых методов воздействия на нефтяных месторождениях / Б. А. Ерёменко, Р. А. Майский // Современные технологии в нефтегазовом деле: Сборник трудов Международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала. - 2016. - С. 217-222.
6. Авдеева, В. С. Химический метод увеличения добычи тяжелой нефти и препятствия осаждению асфальтенов / В. С. Авдеева, Р. А. Майский // Новые материалы, химические технологии и реагенты для промышленности, медицины и сельского хозяйства на основе нефтехимического и возобнов-

ляемого сырья : Материалы IV Всероссийской научно-практической конференции с международным участием / Ответственный редактор Э. И. Мурзагулова. - 2017. - С. 8-12.

7. Насыров, И. И. Моделирование взаимодействия факторов, влияющих на эффективность операции гидроразрыва пласта / И. И. Насыров, Р. А. Майский // Современные технологии в нефтегазовом деле : Сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х томах. - 2017. - С. 138-141.

8. Мустафин, И. А. Успешность применения химических реагентов в составе технологий увеличения нефтеотдачи пласта / И. А. Мустафин, И. И. Абызбаев, О. Г. Гафуров // Нефтегазовые технологии и новые материалы (проблемы и решения). - Уфа, 2012. - С. 193-197.

9. Абызбаев, И. И. Прогнозирование эффективности физико-химического воздействия на пласт / И. И. Абызбаев, В. Е. Андреев // Нефтегазовое дело . - 2005. - № 3. - С. 167-176.

Научный руководитель – Майский Р. А., канд. техн. наук, доцент

ИССЛЕДОВАНИЕ МИКРОВОЛНОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ

Мостаджеран Г. М., Телков В. П., Хадавимогаддам Ф.
Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина,
г. Москва

АННОТАЦИЯ

Электромагнитный нагрев резервуаров тяжелых нефтей применим там, где традиционные тепловые методы нельзя использовать по техническим и экономическим причинам. Эти методы не оказывают большого влияния на такие характеристики пласта как гетерогенность, толщина и глубина. В этой статье выполнен численный расчет с использованием декартово-радиальной системы координат. Исследовано влияние входной мощности на скорости добычи.

Введение

Добыча из нетрадиционных месторождений, особенно месторождений тяжелой нефти, увеличивается по мере совершенствования технологий, развития экономики и промышленности. Основная проблема, связанная с тяжелыми нефтями – это их высокая вязкость и как следствие более сложная и дорогая технология добычи. Закачка пара и горячей воды, а также внутрислоевого горения являются наиболее распространенными технологиями для решения ее. Однако их достаточно сложно контролировать и на их эффективность влияют такие факторы как неоднородность

коллектора, глубина, толщина, нефтенасыщенность и вязкость. Применение скважинного электромагнитного нагрева было успешно в тех местах, где другие методы оказались неэффективными [8]. Электромагнитный нагрев делится на три основные категории: резистивный или низкочастотный, индукционный и высокочастотный. Последний делится на микроволновый и радиочастотный, о котором и будет идти речь в данной статье. Применение микроволнового и радиочастотного нагрева в нефтяных пластах началось с 1970-х годов. В литературе имеются небольшое количество информации связанной с микроволновым нагревом и большинство из нее связано анализом чувствительности и простейшими ситуационными исследованиями. Влияние специфики полей на характеристики нагрева теплоносителя исследованы [6, 7, 8, 4]. Результаты исследования показали хорошую эффективность по добычи нефти с использованием радиочастотного нагрева и сокращения обводненности при этом процессе. В [8] сообщили об увеличении совокупной добычи нефти на 80% при использовании микроволнового нагрева по сравнению с обыкновенной добычей. Аналитическая и численная оценки микроволнового нагрева подтвердили примерно двукратное увеличение добычи [9]. В этой статье представлен новый численный подход к моделированию двумерного микроволнового нагрева. В методе используется, декартова сетка для моделирования потока жидкости и радиальная сетка для описания движения теплового фронта распространяющегося посредством микроволнового воздействия из скважины.

В расчете используются коэффициенты поглощения тепла и их зависимость от температуры, давления, свойства породы и текучести среды.

Численный подход

Для изучения поведения пласта при микроволновом излучении используется двухфазная водонефтяная система, рассматриваемая в двумерной горизонтальной модели пласта. Уравнение материального баланса в линейном виде для давления и насыщенности будет записываться в следующем виде:

$$\sum_{k=o,w} \left(B_k^n \left(u_k^{n+1} - \frac{q_k^{n+1}}{\rho_{ksc}} \right) \right) = \frac{\partial c_t \partial P}{\partial t}, \quad (1)$$

$$\nabla \cdot u_w^{n+1} - \frac{q_w^{n+1}}{\rho_{ksc}} = \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{S_w}{B_w} \right). \quad (2)$$

Параметры B , P , S_w , c_t , ρ_{ksc} , q_k^{n+1} и u_k^{n+1} представляют собой объемный коэффициент, давление, водонасыщенность, коэффициент общей сжимаемости, плотность, скорость добычи/закачки и средняя фазовая скорость k , соответственно. Верхние индексы n и $n+1$ показывают текущие и новые временные шаги. Значение u_k^{n+1} получается из закона Дарси без учета сил гравитации и капиллярных сил:

$$u_k^{n+1} = \vec{K} \left(\frac{\lambda_k}{B_k} \right)^n \nabla P_k^{n+1} \quad (3)$$

Коэффициент фазовой подвижности, λ_k это функция относительной проницаемости и вязкости:

$$\lambda_k = \frac{K_{rk}(S_{w,up}^n)}{\mu_k^n}. \quad (4)$$

Отношение Corey's используется для определения относительной проницаемости k . $S_{w,up}^n$ показывает содержание воды на поверхности и вязкость μ_k^n считается по экспоненциальной функциональной зависимости от температуры:

$$\mu_k^n = a_k \exp(b_k T^n). \quad (5)$$

Параметры a_k и b_k это эмпирические коэффициенты. T^n это значение температуры в каждом блоке рассчитываемое из уравнения сохранения энергии:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\sum_{k=o,w,r} (\varepsilon \rho_{ksc} S_k h_k)) = \nabla \cdot (\sum_{k=o,w} (\rho_{ksc}^{n+1} q_k^{n+1} u_k^{n+1})) + \nabla \cdot (\sum_{k=o,w,r} (\varepsilon S_k^{n+1} K_k \nabla T^{n+1})) + \frac{P_{abs}}{A}. \quad (6)$$

Левая часть – это накопленная энергия, а правая часть – конвективный теплообмен и внешние источники энергии. Рассмотрено тепловое локальное равновесие между фазами ($T_k = T, \forall k$). Нижние индексы o, w , и r относятся к нефтяной, водной и фазе породы соответственно. ε это объемная доля для каждой фазы которая равна Φ для нефти и воды, и $(1-\Phi)$ для породы. K_k это эффективная теплопроводность k -й фазы. Фазовая энтальпия h_k^{n+1} относится к температуре через уравнение (7):

$$h_k = \int_{T^0}^{T^{n+1}} C_k^n dT + h_k^0, \quad (7)$$

где C_k^n и h_k^0 представляет эффективную удельную теплоемкость и базовую энтальпию соответственно.

Удельная теплоемкость является функцией от T и может быть рассчитана по предыдущему шагу температуры. P_{abs} в уравнении 6 – мощность микроволн поглощаемая средой, которая связана с коэффициентом поглощения по закону Бира Ламберта [1]:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial(rq)}{\partial r} = -aq, \quad (8)$$

$$P_{out} = P_{in} e^{-\alpha(r_2-r_1)}, \quad (9)$$

Где q представляет собой поток мощности. Радиальный характер распространения волн из источников скважин делает радиальную сетку идеальной для описания процесса микроволнового нагрева. Изменение коэффициента поглощения лучше всего моделируется в радиальной системе координат, как видно из уравнения 8. Во всех предложенных выше решениях используется постоянный коэффициент поглощения. Однако этот параметр сильно зависит от температурного и фазового состояния дипольного материала (воды), то есть представляет ли она собой жидкость или пар. Не происходит поглощения волн и выделения тепла без воды или его паровой фазы. Чтобы учесть эти эффекты, была разработана новая декартово-радиальная двойная сетка и использована для численного моделирова-

ния. Декартова прямоугольная сетка применяется в угловых направлениях радиальной сетки. Это не создало никаких ограничений в методе расчёта и более совершенные методы создания сетки могут быть вполне использованы в случае необходимости. Уравнения сохранения массы, сохранения энергии решены на декартовой сетке, а радиальная, используется для получения коэффициента поглощения и определения объема поглощенной мощности. Расчет начинается в радиальной сетке ближайших блоков рядом с микроволновым источником. Входная мощность каждого блока пропорциональна площади раздробленной поверхности находящейся в исходной скважине:

$$P_{i n,i} = P_t \frac{A_i}{A_t}. \quad (10)$$

Мощность излучаемая из каждого блока меньше ее входной мощности на поглощенную блоком величину:

$$P_{out} = P_{in} - P_{abs}. \quad (11)$$

Хорошая аппроксимация P_{abs} может быть получена из уравнения 8:

$$P_{abs} = \alpha \times dr \times P_{in}. \quad (12)$$

Мощность достигающая внешних окружающих блоков такая же, как и выходная мощность внутреннего блока если не применять угловое деление, в противном случае это половина выходной мощности внутреннего блока.

$$C = \frac{A_o}{A_i} = \begin{cases} 1, & \text{no angular division} \\ \frac{1}{2}, & \text{otherwise} \end{cases} \quad (13)$$

Мощность, поглощаемая каждым декартовым блоком, является суммой этого параметра на всем его фоне радиального блока. Более точное поглощение мощности достигается с помощью более тонких радиальных блоков за счет большего времени работы.

Таблица № 1

Основные исходные данные для анализа

Пористость	24	Коэффициент абсорбции породы, (1/ft)	0,0005
Проницаемость, %	100	Коэффициент сжимаемости породы, (1/psi)	0
Начальная пластовая температура, F°	101,7	Удельная теплоёмкость нефти, BTU/(lb F)	0,49
Начальное пластовое давление, Мпа	27,6	Удельная теплоёмкость воды, BTU/(lb F)	1,0
Теплопроводность нефти, BTU/(ft hr F)	0,083	Коэффициент сжимаемости нефти, (1/psi)	5e-5
Теплопроводность воды, BTU/(ft hr F)	0,350	Коэффициент сжимаемости воды, (1/psi)	3e-5
Теплопроводность породы, BTU/(ft hr F)	1,060	Начальная водонасыщенность, %	20

Коэффициент поглощения α считается постоянным для нефтяной фазы и породы, но изменяется в зависимости от водонасыщения и ее состояния. Вода остается в жидкой фазе при условии, что давление в блоке выше давления насыщения. Давление водонасыщенности рассчитывается по формуле Clausius-Clapeyron:

$$\ln \frac{P_{sat}}{P_1} = \frac{-\Delta H_{vap}}{R} \left(\frac{1}{T_{blk}} - \frac{1}{T_1} \right). \quad (14)$$

где P_1 известное давление насыщения при температуре T_1 , P_{sat} это давление насыщения в блоке при температуре T_{blk} , и ΔH_{vap} представляет теплоту испарения воды.

Постановка задачи

Чтобы исследовать эффективность предлагаемого численного подхода и изучить эффективность микроволнового нагрева была рассмотрена простая 2D модель гомогенного резервуара. Модель рассматривается как резервуар тяжелой нефти с вязкостью нефти 38 сП и давлением насыщения в 5,4 МПа. Излучатель микроволн помещается в эксплуатационную скважину. Через верхнюю и нижнюю поверхность резервуара тепловой поток не проходит, а остальные границы считаются с постоянной температурой равной начальной температуре. Основные свойства горных пород и флюидов и спецификации моделей представлены в таблице 1.

Результаты и обсуждение

Проанализировано влияние мощности микроволнового излучения на скорость добычи и на окончательный объем добытой нефти. Давление на забое составляет 20,68 МПа в эксплуатационной скважине, модели работали порядка 5000 дней. Микроволновый источник находится в центре сетки модели. Влияние входной мощности на скорость течения нефти и окончательную добычу показаны на рисунках 1 и 2 соответственно. Эти цифры показывают более чем трехкратное увеличение добычи нефти и коэффициента извлечения за счет применения микроволнового нагрева в резервуаре. Однако тренд не будет линейным с ростом входной мощности и эффективность процесса уменьшается при ее величине более 35 кВт. Это связано с фазовыми изменениями воды, которая превращается в пар вблизи источника излучения из-за высокой температуры. Пары имеют гораздо меньший коэффициент поглощения, чем вода. Поэтому электромагнитные волны распространяются через блоки паровой фазы без значительного поглощения и тепловыделения.

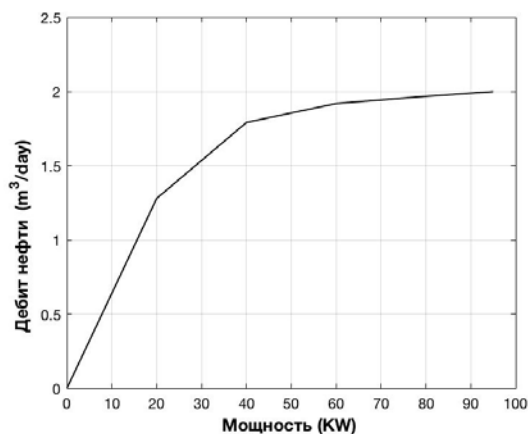


Рисунок 1. Суточный дебит нефти при различной мощности

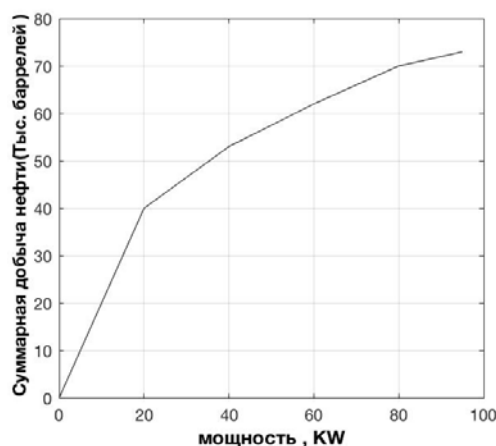


Рисунок 2. Изменение суммарной добычи нефти от мощностей

Заключение

В этой работе представлен численный подход с использованием декартовой и радиальной двойной сеткой для моделирования двумерного нагрева. Декартова сетка используется для моделирования потока тепла и движения жидкости, а радиальная для расчета поглощения микроволнового излучения в ячейках модели. Просчитаны коэффициенты поглощения и их вариации связанные с температурой, давлением, свойствами горных пород и текучести среды. Скорость добычи не увеличивается линейно с ростом входной мощности. После определенного критического значения температура поднимается выше температуры насыщения и в пласте образуется водяной пар. Процесс становится менее эффективным.

Библиографический список

1. Abernethy, E. R. 1976. Production increase of heavy oils by electromagnetic heating. J. Cdn. Pet. Tech. 15:91–97. Bjordalen, N., and Islam, M. R. 2004. The effect of microwave and ultrasonic irradiation on crude oil during production with a horizontal well. J. Pet. Sci. Eng. 43:139–150.

2. Carrizales, M. A., Lake, L. W., and Johns, R. T. 2008. Production improvement of heavy-oil recovery by using electromagnetic heating. SPE Paper 115723-MS. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, CO, September 21–24.
3. Chakma, A., and Jha, K. N. 1992. Heavy-oil recovery from thin pay zones by electromagnetic heating. SPE Paper 24817-MS. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Washington, D.C., October 4–7.
4. Ковалева, Л. А. Математическое моделирование высокочастотного электромагнитного нагрева призабойной зоны горизонтальных нефтяных скважин / Л. А. Ковалева, Н. М. Насыров, А. М. Хайдар // ИФЖ. – 2004, Т.77. – No 6. – С. 105 – 111.
5. Hiebert, A. D., Vermeulen, F. E., Chute, F. S., and Capjack, C. E. 1986. Numerical simulation results for the electrical heating of Athabasca oil-sand formations. SPE Res. Eng. 1:76–84.
6. Kasevich, R. S., Price, S. L., and Albertson, A. 1997. Numerical modeling of radio frequency heating process for enhanced oil production. SPE Paper 38311-MS. SPE Western Regional Meeting, Long Beach, CA, June 25–27.
7. Sahni, A., Kumar, M., and Knapp, R. B. 2000. Electromagnetic heating methods for heavy oil reservoirs. SPE Paper 62550-MS. SPE/AAPG Western Regional Meeting, Long Beach, CA, June 19–22.
8. Soliman, M. Y. 1997. Approximate solutions for flow of oil heated using microwaves. J. Pet. Sci. Eng. 18:93–100.
9. Sresty, G. C., Dev, H., Snow, R. H., and Bridges, J. E. 1986. Recovery of bitumen from tar sand deposits with the radio frequency process. SPE Res. Eng. 1:85–94.
9. Kasevich, R. S., Price, S. L., Faust, D. L., and Fontaine, M. F. 1994. Pilot testing of a radio frequency heating system for enhanced oil recovery from Diatomaceous Earth. SPE Paper 28619-MS. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, September 25–28.

Научный руководитель - Телков В. П., канд. техн. наук, доцент

Научный руководитель - Мищенко И. Т. д-р техн. наук, профессор

ОПРЕДЕЛЕНИЕ АДСОРБЦИОННО-ДЕСОРБЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ИНГИБИТОРОВ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ

Нежура И. С., Полищук С. Т., Погребная И. А.

Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Определение адсорбционно-десорбционной способности ингибиторов на образцах керна Западно-Аганского месторождения производилось для оценки способности ингибиторов эффективно защищать скважинное оборудование от солеотложения при задавке раствора реагента в пласт.

Выбор керна пласта обусловлен необходимостью проведения анализа в максимально сложных условиях прохождения жидкости через породу.

Адсорбция - поглощение отдельных компонентов из газовых (паровых) или жидких смесей на поверхности твёрдого тела (или в объёме его микропор) или жидкости. В технике под абсорбцией обычно понимают поглощение на поверхности твёрдого тела (адсорбента).

Десорбция же является обратным адсорбции процессом и подразумевает выделение поглощённого компонента из твёрдой фазы или другими словами регенерация адсорбента.

Адсорбцию в динамических условиях исследовали на фильтрационной установке FDS-210. Растворы ингибиторов в минерализованной воде, подавались в кернодержатель с дезинтегрированной породой. Размеры ячейки 30x30. Линейная скорость фильтрации флюида через породу составляла 1.5 м/сут.

Насыщение керна ингибитором солеотложения осуществлялось путем прокачивания 1 % раствора ингибиторов через керн. На выходе кернодержателя отбиралось по 3 мл раствора, который анализировался на содержание действующего вещества товарной формы ингибиторов солеотложения. После прохождения 10 поровых объемов через пористую среду и достижения концентрации ингибиторов в выходящем растворе, соответствующей исходной концентрации, дозирование ингибиторов прекращалось, и керн с ингибитором выдерживался 2 часа для адсорбции реагента на породе.

Десорбция ингибиторов производилась пропуском через ячейку МПВ. Режимы прокачивания не меняли. На выходе из колонки отбираюсь по 3 мл рабочего раствора, который анализировался на содержание ингибиторов солеотложения. После прохождения примерно 30 поровых объемов и достижения концентрации действующего вещества в растворе, соответствующей порогу определения (~ 1 мг/л) эксперимент прекращали. Полученные кривые выноса ингибиторов обрабатывались с использованием программного комплекса Squeeze V, подпрограммой «ADSORPTIONISOTHERM DERIVATION MODEL». Исходными данными для этой подпрограммы являются результаты выноса ингибиторов солеотложения: зависимость концентрации от объема прокаченной жидкости, выраженной как в абсолютных единицах, так и в количестве поровых объемов. Результаты обработки полученных данных приведены на рисунке 1 в виде зависимости уравнения Фрейндлиха, связывающего величину адсорбции от текущей концентрации ингибиторов.



Рисунок 1. Изотерма адсорбции ингибиторов Descum-2 марки Н-3611-А, Descum-4 марки S на породах керна пласта Западно-Аганского месторождения

Данные параметры рекомендуется использовать для моделирования закачек растворов ингибиторов в пласт (squeezetreatment), времени защиты скважины и расчета необходимых объемов основной задавки и продавки (дизайн технологии).

По данным тестирования адсорбционно-десорбционных свойств 10% растворов ингибиторов солеотложения Descum-2 марки Н-3611-А, Descum-4 марки Si 10 % раствора ингибиторов солеотложений ОЭДФ для сравнения, было выполнено тестовое моделирование задавки (программа Squeeze V) с заданными объемами основной задавки 10 м^3 10 % раствора ингибиторов и продавки 25 м^3 для скважины с дебитом по воде $60 \text{ м}^3/\text{сут}$. В результате был определен профиль выносимой концентрации ингибиторов (рисунок 2) и время выноса ингибиторов до заданной конечной концентрации (10 и 5 мг/л).

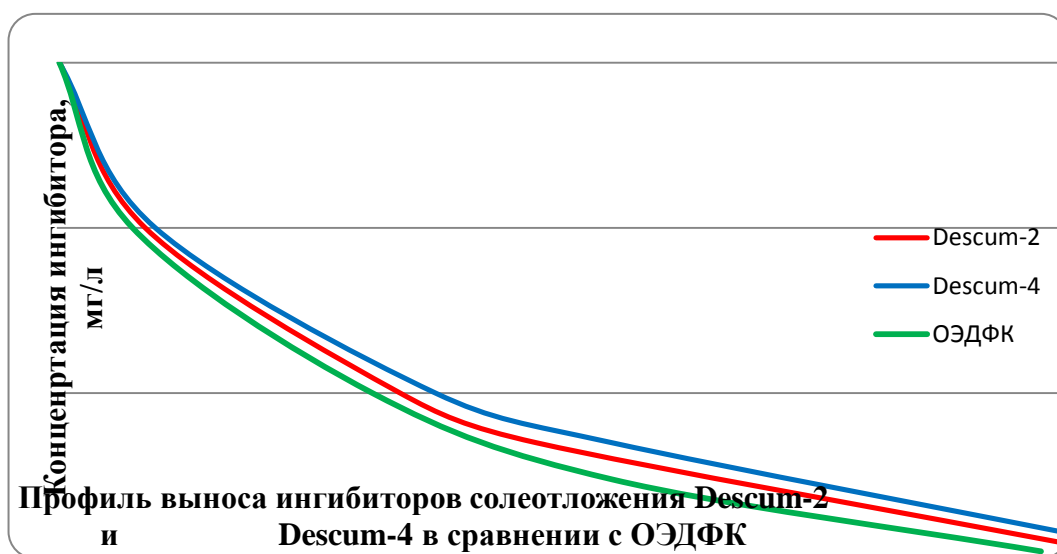


Рисунок 2. Профиль выноса ингибиторов солеотложения Descum-2 марки Н-3611-А Descum-4 и ОЭДФК

Результаты моделирования времени выноса ингибиторов до достижения концентраций 10 и 5 мг/л представлены в таблице 1.

Таблица № 1

Результаты моделирования выноса ингибиторов Descum-2 марки Н-3611-А, Descum-4 марки S и ОЭДФК

Ингибитор	Время снижения концентрации, сут.	
	До 10 мг/л	До 5 мг/л
Descum-4 марки S	152	305
Descum-2 марки Н-3611-А	143	270
ОЭДФК	125	230

Учитывая, что минимальная рабочая концентрация для ОЭДФК составляет 10 мг/л, а для Descum - марки S 5 мг/л время защиты скважины при заданных параметрах составляет 152 и 305 суток, а для Descum-2 марки Н-3611-А 5 мг/л время защиты скважины при заданных параметрах составляет 143 и 270 суток соответственно. При оптимизации объемов продавки и объема задавливаемого ингибиторов солеотложения Descum-2 марки Н-3611-А и Descum-4 марки S разница времени выноса может быть уменьшена либо скорректирована по результатам опытно-промышленных испытаний.

Таким образом, для организации защиты от солеотложений, реагентом Descum-2 марки Н-3611-А, Descum-4 марки S по методу задавки в пласт в течение 365 суток с ожидаемым выносом реагента не менее 10 г/м³, следует осуществлять закачку 10% раствора Descum-2 марки Н-3611-А, Descum-4 марки S в количестве 0,5 м³ на 1 м³ суточного дебита скважины по воде. После выбора скважины и расчета количества ингибиторов, продавка этой порции в пласт осуществляется 50 м³ подтоварной воды.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведены входной контроль и лабораторные испытания ингибиторов Descum-2 марки Н-3611-А и Descum-4 марки S, производства ООО «Миррико», которые показали, что:

- образцы реагента прошли входной контроль и соответствуют показателям, заявленным в ТУ и паспорте на партию.
- свойства ингибиторов Descum-2 марки Н-3611-А и Descum-4 марки S соответствуют набору требований нормативных документов ОАО «НК «Роснефть» для допуска на опытно-промышленные испытания.
- на реагент предоставлен полный пакет разрешительной документации.

По совокупности результатов анализа реагент может быть рекомендован к ОПИ по защите от солеотложений скважинного оборудования методом закачки в пласт.

Библиографический список

1. Михайлова, С. В. Использование альтернативных материалов для трубопроводов в условиях Крайнего Севера / С. В. Михайлова, И. А. Погребная, С. Т. Полищук // *Фундаментальные и прикладные вопросы науки и образования : материалы Международной научно-практической конференции. Часть 1.* - Смоленск, 2016. - С.19-20.
2. Михайлова, С. В. К вопросу применения альтернативных материалов для трубопроводов на месторождениях Западной Сибири / С. В. Михайлова, И. А. Погребная // *В мире научных открытий : материалы Международной конференции «Научное творчество XXI века» № 6-2 (39)* – Красноярск : Научно-Инновационный центр, 2016. - С.136-140.
3. Горная энциклопедия. - Режим доступа: <http://www.mining-enc.ru/a/adsorbciya/>

ОБОБЩЕНИЯ ПОЛУЧЕННОГО ОПЫТА ПО ИЗУЧЕНИЮ ВИДОВ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ, ПРИЧИН ИХ ВОЗНИКНОВЕНИЯ, СПОСОБОВ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И БОРЬБЫ С НИМИ

Петрова М. В.

Санкт - Петербургский горный университет

Аннотация

Солеотложения являются одним из самых распространенных и мобильных осложнений при добыче нефти и газа. Отложение неорганических солей, как правило, происходит при всех способах эксплуатации нефтяных скважин (фонтанном, насосном, газлифтном и т.д.) и накапливается как на стенках скважины и в насосном оборудовании, так и в призабойной зоне пласта (ПЗП).

В ходе исследования были изучены монографии известных ученых по проблеме солеотложений, статьи журналов периодической печати и материалы конференций, касательно солеотложений при добыче нефти в Нефтеюганском, Ноябрьском регионах и на месторождении Восточной Сибири. На основании рассмотренной литературы были выявлены основные причины образования солей в стволе скважины и ПЗП. Также была составлена классификация видов солеотложений по химическому составу неорганического осадка солей. Были классифицированы мероприятия по предупреждению солеотложений и мероприятия по борьбе с ними.

Введение

Солеобразования на промышленном оборудовании являются общей проблемой практически всех месторождений (наиболее распространены на месторождениях Западной и Восточной Сибири) на поздних стадиях их разработки, где значительно растет обводненность добываемой продукции.

Следовательно, для предотвращения и устранения данной проблемы необходимо четко определить вид и причины солеотложения, на основании которых можно выбрать конкретные мероприятия по предупреждению и борьбе.

Целью данной работы является классификация видов солеотложений по химическому составу, причин их образования, методов по борьбе и предупреждению отложений солей.

Постановка задач

Задачи исследования:

1. Изучение причин солеотложений и имеющихся мероприятий по предупреждению и борьбе с ними в стволе скважины и призабойной зоне пласта на некоторых месторождениях Западной и Восточной Сибири;
2. Классификация видов солеотложений по химическому составу;
3. Классификация причин образования солей и распределение их по группам факторов;
4. Классификация мероприятий по предупреждению и борьбе с солеотложениями с учетом их различного химического состава.

Анализ опыта разработки месторождений в осложненных условиях с солеобразованием

В работе были рассмотрены примеры отложения солей на некоторых месторождениях Западной и Восточной Сибири, а именно на месторождениях ОАО «Юганскнефтегаза», на Верхнечонском месторождении в Иркутской области и месторождениях Ноябрьского региона.

На месторождениях ОАО «Юганскнефтегаза» преобладают отложение карбонатных солей, а именно – кальцита.

Выпадение твердых кристаллических отложений происходит в основном из-за форсированного отбора жидкости, связанного с заглублением ЭЦН и снижением забойного давления, снижения содержания растворенного диоксида углерода в водной среде (разгазирование), роста обводненности продукции скважин и увеличения содержания катиона кальция в пластовых водах и их водородного показателя pH.

Для предупреждения и борьбы с отложениями солей компания применяет кислотные обработки и различные технологии ингибирования [1].

На Верхнечонском газоконденсатно-нефтяном месторождении преобладают хлоридные соли в виде галита и сульфатные соли в виде гипса.

На формирование солевых отложений на месторождении влияют уникальные геологические и геохимические условия:

- низкая (12 °С) пластовая температура флюида;
- низкое пластовое давление, среднее по месторождению 1,5 МПа на кровлю пласта, (давление на забое работающих скважин – 9-13,5 МПа, на устье – 2,5-3 МПа);
- высокая минерализация (до 500 г/дм³) пластовой воды;

– засолонение коллектора (заполнение пор галитом до 50 % и более).

Для эффективного удаления галита на месторождении применяют прямые и обратные промывки нефтяных скважин водой в комплексе с промывками горячей нефтью, а также развивают технологии обработки скважин пресной водой с добавлением комплексонов ОЭДФК или НТФ [2].

Отложения гипса в глубиннонасосном оборудовании и скважине удаляются с помощью 20%-ного водного раствора каустической соды (NaOH). Для удаления отложений гипса в ПЗП закачивают 20%-ный водный раствор каустической соды с последующей обработкой ПЗП 12%-ным раствором соляной кислоты для удаления водонерастворимых продуктов реакции щелочи и гипса, представленных негашеной известью – $\text{Ca}(\text{OH})_2$ [3].

На месторождениях Ноябрьского региона попутно добываемая вода является основной причиной выделения солей в виде твёрдой фазы, так же присутствие соленосных толщ способствует высокой минерализации пластовых вод и обуславливает выпадение, как правило, сульфатов бария и кальция [4].

Анализ видов и причин солеобразования

Таким образом, из вышесказанного следует, что на отложение солей оказывают влияние как технологические особенности разработки залежей, так и свойства пластовой системы.

Тип отложений принято характеризовать по преобладанию (до 60 - 80 %) одного из неорганических соединений. По такому принципу были выделены следующие виды солеотложений, представленные в таблице 1 [5].

Таблица № 1

Виды солеотложений по химическому составу

№ п/п	Тип солеотложения	Неорганическое соединение	Где наиболее распространены
1	Солеотложения сульфатов	Гипс ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), ангидрит (CaSO_4), бассанит-полугидрат ($\text{CaSO}_4 \cdot 0,5\text{H}_2\text{O}$), сульфат бария (Ba SO_4)	Месторождения Урало-Поволжья
2	Солеотложения карбонатов	Кальцит (CaCO_3), карбонат магния (MgCO_3)	Месторождения Западной Сибири, Ставропольского края
3	Солеотложения сульфидов	Сульфиды железа	Месторождения Башкортостана, Татарстана и Западной Сибири
4	Солеотложения хлоридов	Галит (NaCl)	Месторождения Восточной Сибири

Проанализировав опыт разработки месторождений с отложениями солевых осадков, были выделены следующие причины образования солей в стволе скважины и ПЗП в зависимости от их химического состава. Также выявленные причины солеобразований были распределены по группам факторов, влияющих на возникновение отложений неорганических солей (см. Таблицу № 2).

Причины образования солеотложений

№ п/п	Вид солеотложений	Причины по группам факторов, влияющих на образование солеотложений		Технические условия подъема жидкости по стволу скважины
		Свойства пластовой системы	Технологические особенности системы разработки	
1	Сульфатные	Пластовая температура: до 80°C – гипс; от 80 °С до 120 °С формируются бассанит и может встретиться любая модификация, после 120 °С – ангидрит.	Скважины располагаются вблизи контура ВНК или имеют притоки пластовых реликтовых вод. С уменьшением минерализации растворимость сульфата кальция уменьшается при значительном снижении давления. Снижение давления.	Переход эмульсионной структуры потока в четочную; падение парциального давления CO ₂ . Коррозионный процесс металла в присутствии сероводорода в потоке жидкости.
		Несовместимость пластовых и закачиваемых для ППД вод.		
		Значительная обводненность продукции.		
2	Карбонатные	Повышение температуры.		
		Уменьшение содержания в воде CO ₂ .		
3	Сульфидные	Наличие сероводорода: реликтовый сероводород в нефти; сероводород в воде для ППД; биогенный сероводород; сероводород, поступающий с УВ газом из выше- или нижележащих горизонтов при эксплуатации скважины.		
		Пластовые воды с минерализацией выше 300 г/л.		
4	Хлоридные	Снижение пластовой температуры и давления до поверхностной.	Скопление пластовой воды на забое скважин. Наличие в скважине зумпфа → накопление рассолов в скважине и кристаллизация солей. Залежи, эксплуатируемые в условиях газового режима на поздних стадиях разработки.	Кристаллизация хлоридов в стволе скважины → образованию солевых «пробок». Наличие абсорбирующей поверхности и микрошероховатости стенок оборудования. Совместное движение нефти и воды в ламинарном потоке с образованием эмульсии «нефть в воде».
		Выделение растворённого в нефти газа.		

Обобщение имеющегося опыта по предупреждению солеотложений

Изучив материал касательно предотвращения выпадения солей в стволе скважины и ПЗП, были выявлены основные мероприятия по предупреждению солеотложений в зависимости от природы воздействия (см. Таблицу № 3) [5, 6].

Таблица № 3

Методы предупреждения солеотложений

№ п/п	Метод	Способы воздействия	
1	Химический	Ингибирование	
		Методы ингибирования	Технологии закачки ингибитора
		- метод разбавления; - метод с использованием пороговых ингибиторов; - метод с использованием хелатов.	- закачка ингибитора в добывающую скважину с помощью дозирующих устройств (УДЭ); - закачка и задавка ингибитора в пласт через добывающую скважину; - закачка ингибитора через систему ППД.
2	Физический	Магнитные обработки	
		Электроакустическое воздействие	
3	Технологический	Турбулизация потока	
		Защитные покрытия	
		Ограничение водопритоков	
		Подготовка воды в системе ППД	

Обзор основных мероприятий по борьбе с солеотложениями

Важно, чтобы методы удаления солевых осадков были быстрыми, неразрушающими по отношению к скважине, трубам и среде пласта, а также эффективными во избежание повторного осаждения.

Проанализировав материал по борьбе с отложениями солей, были выявлены следующие основные мероприятия по их удалению в зависимости от природы воздействия на скважину и химического состава солевого осадка (см. Таблицу № 4) [5].

Таблица № 4

Методы борьбы с солеотложениями

№ п/п	Методы	Способ воздействия	Характеристики способа
1	Физические	Использование высокочастотной электромагнитной энергии	Суть метода: переход части электромагнитной энергии в тепловую, способствующей разрушению солевого осадка.
2	Механические	Применение взрывчатых веществ	Суть метода: встряхивание трубы и разрушение хрупких солевых отложений.
		Разбуривание солевых пробок	Суть метода: применение специальных ударных долот скальвающего типа.

	Использование скребков	Суть метода: скалывание или срезание скребком слоя солеотложений с внутренней поверхности труб.
	Забойные гидравлические струйные системы	Суть метода: под давлением струя воды удаляет отложения с поверхности труб.

Продолжение табл. № 4

2	Химические		Соединение для удаления солевого осадка	Вид солевого осадка
		Щелочные и кислотные обработки	Гидроокиси – NaOH и KOH	Сульфатно-кальциевые соли
			Углекислый натрий с последующим применением 10-15% раствора HCl	Отложения гипса
			Соляная кислота с добавлением 3-4% раствора NH ₄ Cl или 5-10% NaCl	Отложения гипса
			Стимуляторы растворения с раствором щелочи или HCl	Гипсоуглеводородные отложения
		Композиционные составы (применяются только за рубежом)	Хелатные соединения (США)	Слоисто-плотные сульфатно-кальциевые и бариевые отложения
			Криптаты; комплексы с катионами металлов (Франция)	Карбонатные соли, сульфаты кальция и бария
			Состав с содержанием воды, моноэтаноламина, нитролотрехуксусной кислоты и т.д. (Норвегия)	Сульфатно-кальциевые, магниевые, бариевые отложения
		Конструктивные способы удаления солей	Суть метода: использование насосной установки с автоматической подачей растворителя солевых отложений.	

Следовательно, нефтепромысловая практика показывает, что даже при эффективном проведении работ по предупреждению солеотложений в скважинах и оборудовании не исключается необходимость в проведении работ по удалению и борьбе с образовавшимися осадками неорганических солей.

Заключение

Таким образом, в ходе выполнения работы:

- Были изучены причины солеотложений и имеющиеся мероприятия по предупреждению и борьбе с ними в стволе скважины и призабойной зоне пласта на некоторых месторождениях Западной и Восточной Сибири.
- Была составлена классификация видов солеотложений по химическому составу.
- Были классифицированы и распределены по группам факторов причины образования солей.
- Были систематизированы и сгруппированы по методам мероприятия по предупреждению и борьбе с солеотложениями с учетом их различного химического состава.

Библиографический список

1. Опыт и перспективы ингибирования солеотложения на месторождениях ОАО «Юганскнефтегаз» / А. Н. Семеновых [и др.]. // Нефтяное хозяйство. – 2005. - № 8. - С. 94-97.
2. Чертовских, Е. О. Отложения галита при добыче нефти и газа на Верхне-чонском нефтегазоконденсатном месторождении / Е. О. Чертовских, В. А. Качин., А. В. Карпиков // Вестник ИрГТУ. – 2013. - № 5. - С. 82-91.
3. Чертовских, Е. О. Отложения гипса при добыче нефти и газа на Верхне-чонском нефтегазоконденсатном месторождении / Е. О. Чертовских, В. А. Качин., А. В. Карпиков // Вестник ИрГТУ. – 2013. - № 12. - С. 143-148.
4. Сагирова, Л. Р. Классификация отложений солей, их состав и структура на месторождениях Ноябрьского региона / Л. Р. Сагирова, Ю. А. Котенёв // Нефтегазовое дело. – 2011. - № 5. - С. 189-195.
5. Кащавцев, В. Е. Солеобразования при добыче нефти / В. Е. Кащавцев, И. Т. Мищенко. – Москва : Орбита-М, 2004. - 432 с.
6. Мониторинг осложнений в процессе добычи нефти и разработка эффективных технологий их предупреждения в дочерних обществах ОАО «НК «Роснефть» / В. В. Рагулин [и др.]. // Нефтяное хозяйство. – 2010. - № 8. - С. 60-64.

Научный руководитель – Мигунова С. В., канд. техн. наук, доцент.

ПРИМЕНЕНИЕ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПЕРФОРАЦИОННЫХ РАБОТ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Полякова Н. С.¹, Стрекалов А. В.², Радевич Ю. Е.³

^{1,2}Тюменский индустриальный университет

^{1,3}Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть»
в г. Тюмени

Аннотация. В работе рассмотрены статистические методы обработки данных с целью поиска зависимостей между технологическими, геолого-физическими параметрами скважин и эффективностью проведения перфорационных работ. Проведен анализ и представлена сравнительная характеристика применения следующих методов: регрессионный анализ в MS Excel, , регрессия нейронной сети в студии машинного обучения MS Azur MLS

В условиях длительной разработки месторождения, с целью увеличения продуктивности скважин, применяют различные геолого-

технические мероприятия по интенсификации притока. Как правило, выбор мероприятия или подбор скважин-кандидатов производится вручную при проведении детального геолого-промыслового анализа. В условиях объектов с фондом скважин в несколько тысяч единиц данная задача становится достаточно трудоемкой. В работе рассмотрена возможность применение методов Data Mining с целью оптимизации подбора геолого-технологических мероприятий (ГТМ) на примере объекта БВ₈ Повховского месторождения. Объект БВ₈ является основным, определяющим добычу месторождения. Основная площадь объекта разрабатывается с 1978 года. На текущий момент отбор от НИЗ составляет 85,2 % при обводненности продукции 89,5 % [1].

Что же такое Data Mining? Это комплексное название, используемое для обозначения совокупности методов обнаружения в данных ранее неизвестных, нетривиальных, практически полезных и доступных интерпретации знаний, необходимых для принятия решений в различных сферах человеческой деятельности [2].

Data Mining развивалась на стыке таких дисциплин как статистика, теория информации, машинное обучение, поэтому большинство алгоритмов были разработаны на основе различных методов из этих дисциплин. Data Mining включает в себя: теорию баз данных, распознавание образов, описательную статистику, машинное обучение, визуализацию, алгоритмизацию, искусственный интеллект. При этом существует большое количество программ для реализации задач data mining, например, R-Studio, Microsoft Azure ML, Orange и др.

Отработка методов Data Mining проводилась на примере перфорационных работ. Особенностью данного вида мероприятий является его невысокая стоимость, наличие большого объема данных (1653 ед.) а прогнозирование эффекта может производиться по небольшому числу исходных параметров.

На первом этапе производилось формирование базы данных. Из общего числа перфорационных работ на добывающем фонде объекта БВ₈, для анализа были выбраны скважино-операции, удовлетворяющие следующим критериям:

1. Повторная перфорация для скважины, но первичная для интервала пласта (1653 ед.)
2. Дострелы с 2000 года, поскольку промысловая информация ранее 2000 года по ряду скважин отсутствовала.
3. Для того чтобы оценить дострелы в чистом виде без «эффекта накопления» выбраны скважины, период простоя которых перед проведением мероприятия не превышает 1 год.
4. Также для чистоты эксперимента отобраны скважинно-операции без проведения дополнительных мероприятий, таких как ГРП, ОПЗ, РИР.

Таким образом, анализируемая выборка составила 177 скважинно операций.

Для каждой скважинно-операции в качестве исходной информации использовались следующие параметры: промысловые показатели скважин до и после проведения дострелов, нефтенасыщенная толщина по всему разрезу скважины и достреливаемого интервала, определены текущие извлекаемые запасы на дату проведения дострела.

Определение дебита нефти после проведения дострела предлагается путем реализации двух математических моделей: для оценки прироста дебита жидкости; для оценки обводненности после проведения мероприятия.

Для построения математической модели оценки дебита жидкости, исходя из формулы Дюпюи, приняты следующие параметры: толщина пласта, проницаемость, депрессия ввиду их высокой точности определения. Также в уравнение добавлен параметр максимального дебита жидкости окружающих скважин с целью оценки фактического значения продуктивности пласта. Для оценки обводненности после мероприятия приняты следующие параметры: удельное значение текущих извлекаемых запасов нефти на метр толщины пласта, значение обводненности до мероприятия, прирост дебита жидкости после мероприятия – учитывает взаимовлияния фаз воды и нефти.

Параметр дебита нефти соответственно пересчитывается по вычисленным значениям обводненности и дебита жидкости.

Далее выборка (177 скв. - опер.) была разделена на обучающую и тестовую. В первую вошли дострелы с 2000-2015 гг. (80% исходной информации или 143 скв. - опер.). Обучающая модель необходима для настройки алгоритма и выявления зависимостей между прогнозируемыми и влияющими параметрами. Проверка полученных зависимостей производилась на тестовой модели, в которую вошли 20% исходных данных (дострелы с 2016-2017 гг.).

В первую очередь, в работе рассматривается построение моделей стандартным методом линейной регрессии с использованием встроенного пакета «Анализ данных» в MS Excel. Суть регрессии заключается в определении степени влияния каждого из предполагаемых влияющих параметров X_1, \dots, X_n на зависимую переменную Y (таблица 1):

$$Y = \sum_{i=1}^n X_i K_i + b \quad (1)$$

Таблица №1

Полученные коэффициенты регрессии для модели определения дебита жидкости

	Фактор	Козф-ты регрессии	sd	P-значение
b	Const	-5,9629	1,737	0,001
X1	Эфф.нефт. толщина	0,0720	0,177	0,0498

X2	Проницаемость	0,0832	0,014	1,12E-08
X3	Q_{\max} по окружающим скв.	0,2012	0,016	3,9E-25
X4	Депрессия	-0,0044	0,015	0,765

Реализованные стандартным методом модели были проанализированы на адекватность, согласно правилам описательной статистики (проверка р-критерия, расчет стандартных отклонений) [3,4,5].

На втором этапе рассмотрен метод Data Mining «регрессия нейронной сети», реализованный в студии машинного обучения Microsoft Azure ML (рисунок 1). В службах SQL «Server Analysis Services» алгоритм нейронной сети сочетает каждое возможное состояние входного показателя с каждым возможным состоянием прогнозируемого и использует обучающие данные для вычисления вероятностей. Регрессионные модели, полученные в результате работы, легко реализуемы и показывают достаточно высокие коэффициенты детерминации.



Рисунок 1. Создание модели методом «Регрессия нейронной сети» в MS Azure

Ниже приведены сопоставления построенных тестовых моделей двумя методами (линейная регрессия и нейронная сеть) с фактическими показателями скважин (рисунок 2). Применение регрессии нейронной сети позволило повысить достоверность прогноза дебита нефти после мероприятия на 24 %. Коэффициент детерминации с применением нейронных сетей составил 0,8 доли ед, что характеризуется как сильная степень связи

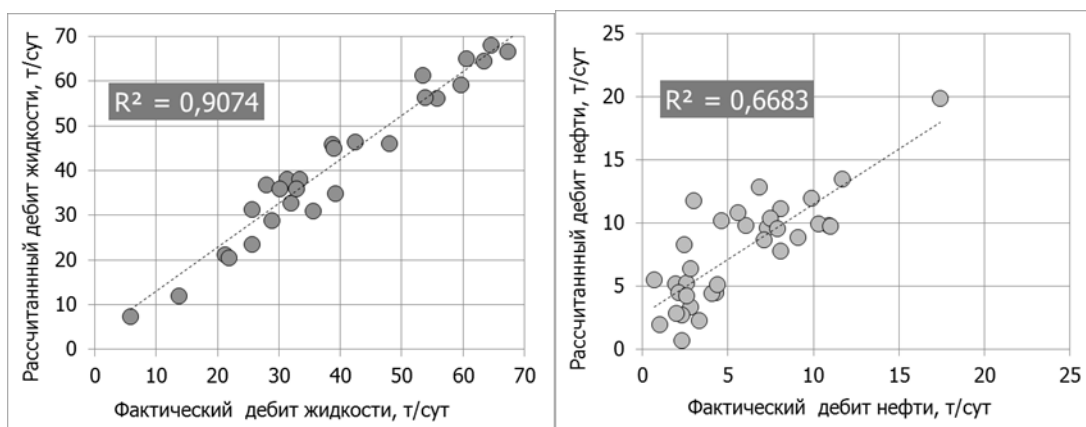


Рисунок 2. Результаты построения тестовых моделей методом «Линейная регрессия» в MS Excel

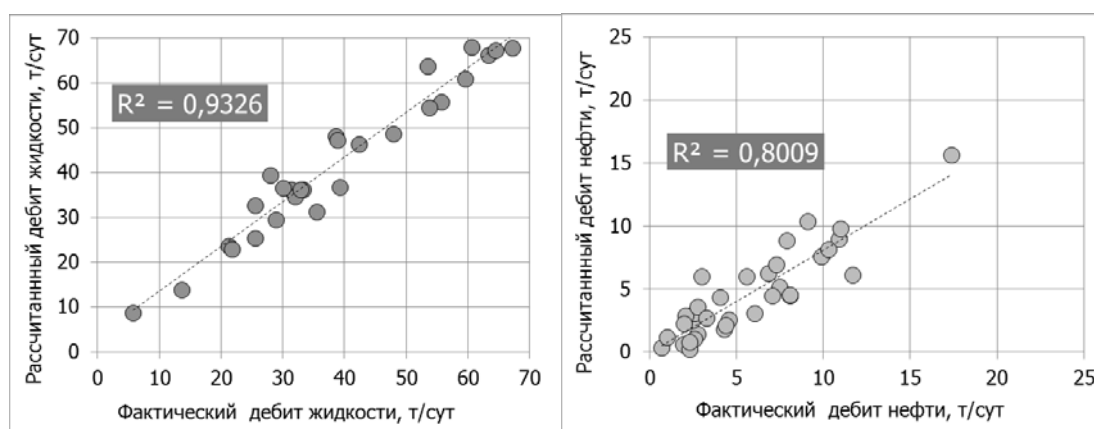


Рисунок 3. Результаты построения тестовых моделей методом «Регрессия нейронной сети» в студии машинного обучения MS «Azure»

Таким образом, внедрение Big Data технологий в процесс разработки месторождений является неоспоримо перспективным направлением.

Стоит отметить, что основная сложность при построении математических моделей заключается в формировании базы данных, а именно, в качестве исходной информации. Подготовка данных занимает около 80 % времени. Подход, используемый в работе, может быть распространен на другие эксплуатационные объекты и месторождения, а также на другие виды ГТМ.

Библиографический список

1. Дополнение к технологической схеме разработки Повховского месторождения / Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИ-ПИНЕФТЬ» в г. Тюмени. – Тюмень, 2013.
2. Колемаев, В. А. Теория вероятностей и математическая статистика : Учеб. пособие / В. А. Колемаев, О. В. Староверов, В. Б. Турундаевский. – Москва : Высш. шк., 1991. – 400 с.

3. Макарова, Н. В. Статистика в Excel : Учеб. Пособие / Н. В. Макарова, В. Я. Трофимец. – Москва : Финансы и статистика, 2002. – 368 с.
4. Савельев, В. Статистика и котировки / В. Савельев . – Москва : АСТ, 2017. – 192 с.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НИЖНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В ПРЕДЕЛАХ КОГАЛЫМСКОГО РЕГИОНА

Попов С. С., Ахметова Л. В.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть»
в г. Тюмени

Аннотация. В статье рассмотрены модели строения тоарского, плинсбахского, геттанг-синемюрского региональных резервуаров; изложена методика и результаты количественной оценки перспектив их нефтегазаносности; приведены карты перспектив нефтегазаносности.

В условиях, когда восполнение запасов нефти, конденсата и природного газа в Западной Сибири отстает от темпов их добычи, актуальной проблемой становится научное обоснование новых, глубокопогруженных нефтегазоносных этажей в уже известных нефтегазоносных областях (НГО). Одним из таких объектов являются нижнеюрские отложения Среднеобской НГО. Тем более, что потенциальные ресурсы будут подготовлены в районах с развитой инфраструктурой, что является немаловажным с экономической точки зрения [1].

Основная цель настоящей работы – прогноз нефтегазаносности нижнеюрских отложений в пределах Когалымского региона на основе комплекса геолого-геофизических данных.

Для достижения поставленной цели решались следующие задачи:

- анализ состояния изученности геологического строения и нефтегазаносности нижнеюрских отложений в районе деятельности;
- формирование базы данных геолого-геофизических материалов по скважинам: ГИС, керна, опробований в открытом стволе и испытаний в колонне, временных разрезов сейсморазведки;
- установление пространственных границ распространения потенциальных пластов-коллекторов Ю₁₀, Ю₁₁, Ю₁₂;
- количественная оценка нефтегазообразований методом внутренних аналогий.

1. Геолого-геофизическая изученность района работ

Современный этап геологоразведочных работ (ГРП) на рассматриваемый перспективный комплекс пород в пределах Когалымского региона характеризуется небольшими объемами глубокого поискового бурения.

В настоящее время доказана региональная нефтегазоносность нижнеюрских отложений. Наиболее крупные месторождения выявлены:

- *В пределах Надояхского нефтегазоносного комплекса (НГК):* Красноленинское, Западно-Талинское, Каремпостское, Сергинское, Верхне-Колик-Еганское.

- *В пределах Шараповского НГК:* Северо-Варьеганское, Чистинное. Притоки нефти от 0,1 до 1,4 м³/сут получены на Урьевской, Поточной, Малоключевской площадях.

- *В пределах Зимнего НГК:* Западно-Новогоднее, Вынгайхинское, Северо-Варьеганское. На соседних месторождениях и площадях залежь нефти открыта на Рославльском месторождении скважиной 34Р, давшей фонтан нефти дебитом 120 м³/сут на 8 мм штуцере. При испытании интервала пласта ЮВ₁₂ совместно с корой выветривания в этой же скважине получен фонтан нефти дебитом 250 м³/сут.

Притоки нефти получены в Западно-Котухтинской скв. 141П в отложениях пласта ЮВ₁₀ (пленка нефти) и 150П в отложениях пласта ЮВ₁₁. При испытании КИИ-146 (совместно с пластом ЮВ₁₁) в открытом стволе интервала 3601-3635 м получен приток нефти дебитом 4,87 м³/сут.

Что самое интересное, детальное изучение геохимических особенностей нефти показало, что наряду с нефтью свыше упомянутой Северо-Варьеганской площади, она проявляет значительные сходства с нефтью, полученной из дезинтегрированной зоны Западно-Котухтинской площади (скв. 150П).

Эти успехи поисково-разведочных работ показали, что залежи нефти в нижних горизонтах разреза – достаточно распространённое явление.

Рассматриваемая территория расположена преимущественно на стыке двух нефтегазоносных районов: Сургутского и Вартовского Среднеобской НГО. Тектонически она приурочена к восточным склонам Сургутского, северным склонам Нижневартовского сводов, Ватьеганскому валу, Западно-Котухтинской моноклинали, Холмогорскому выступу [2]. В южной и северной частях прослеживаются Могутлорский и Имилорский прогибы, в северо-восточной – глубокий, большой протяженности, в субмеридиональном направлении – Пякопурский мегапрогиб.

2. Перспективы нижнеюрских отложений

Решением проблемы увеличения добычи нефти в Западной Сибири является освоение нефтеперспективных отложений нижних горизонтов осадочного разреза. Мы предполагаем, что основные перспективы поисков залежей в Когалымском регионе, прежде всего, нужно связывать:

- во-первых, с зонами стратиграфического выклинивания пластов Ю₁₁-Ю₁₂ совместно с корой выветривания на бортах положительных структур;

- во вторых, с развитым по мощности пластом Ю₁₀, с которым связаны многочисленные нефтепроявления и притоки.

Для оценки перспектив нефтегазоносности отложений главными задачами являются: изучение их строения и прослеживание (картирование) по площади. Первая задача решается путем детальной корреляции разрезов по скважинам, которые их вскрыли. Пример корреляции скважин показан на рисунках 1, 2.

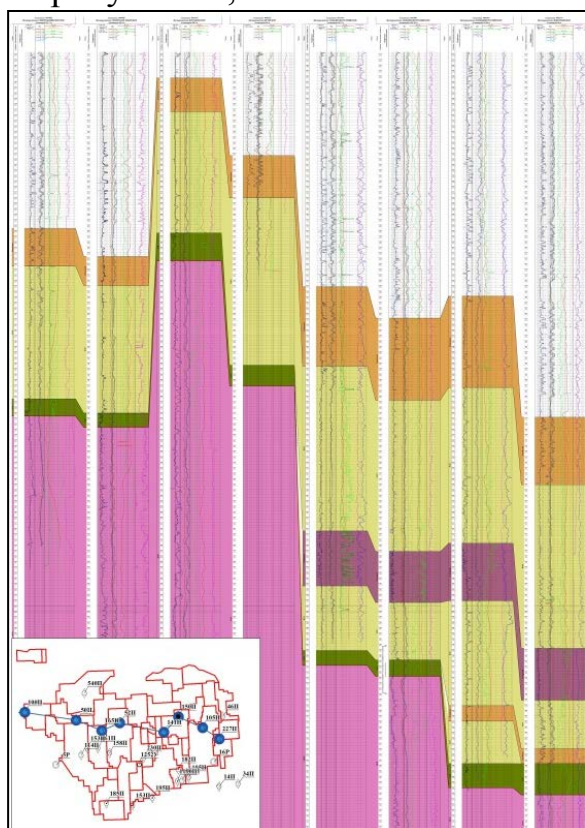


Рисунок 1. Схема корреляции нижнеюрских отложений по линии скважин 100Р Северо-Конитлорская – 50Р Северо-Когалымская – 165 Р Когалымская – 52Р Ягунская – 141Р – Западно-Котухтинская – 150 Р Западно-Котухтинская 105Р Большекотухтинская – 227Р Локкутинская

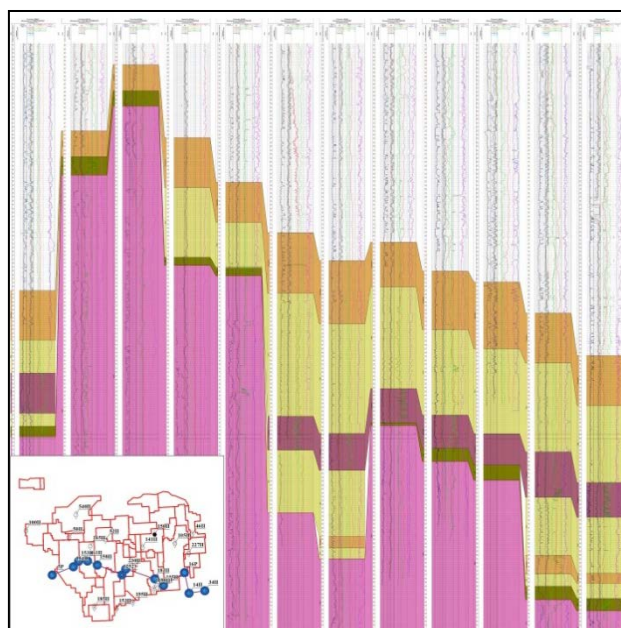


Рисунок 2. Схема корреляции нижнеюрских отложений по линии скважин 5 Р Конитлорская – 114 R Западно-Тевлинская – 153 R Когалымская – 161 R Когалымская – 158 Р Южно-Ягунская – 1252U Кустовая – 230 Р Дружная – 182 R Ватьеганская – 105 Р Усть-Котухтинская – 16 Р Повховская – 14 Р Рославльская – 34 Р Рославльская

На схемах корреляции видно, что нижнеюрские отложения на рассматриваемой территории накапливались в условиях расширяющейся трансгрессии, при которой в бассейне седиментации осадки накапливались вначале в наиболее прогнутых в палеоплане участках фундамента, а более приподнятые существовали как палеоострова, являясь одновременно источниками обломочного материала. Такими приподнятыми выступами являлись Сургутская и Вартовская горные системы. На их склонах во время седиментации пластов Ю₁₀ и Ю₁₁ существовали мелководные обстановки, способствующие накоплению (за счет естественного шлихования осадков) хорошо проницаемых коллекторов и обогащению их органическим угле-

родом. На указанных поднятиях в пластах Ю₁₀ и Ю₁₁ формировались ловушки выклинивающегося стратиграфического типа, перспективные для поиска нефти и газа.

Для решения второй задачи, а именно, определения территорий, на которых могут быть распространены осадки пластов Ю₁₀ и Ю₁₁, была проделана следующая работа:

- Проведен детальный визуальный анализ временных разрезов.
- Сформирована геолого-геофизическая база, включающая в себя данные ГИС, керны, испытаний.
- Проведен анализ данных ГИС, построены схемы корреляций по трем профилям.
- Выполнен анализ вещественного состава пород нижней юры:
 - грубообломочные и вулканогенно-обломочные породы (гравелиты, конгломераты, туфоконгломераты);
 - метаморфизованные аргиллиты и сланцы;
 - уплотнённые карбонатизированные песчаники;
 - терригенные породы преимущественно песчаного состава (алевролиты, песчаники);
 - терригенные породы преимущественно глинистого состава (глины, аргиллиты, глинистые алевролиты);
- Построена структурная карта по отражающему горизонту Т₃ (радомская пачка), на основе интерпретации результатов всех сейсморазведочных работ 2D-3D и с учетом данных по пробуренным скважинам. В результате построений структурной карты ОГ Т₃, для прогноза перспективных зон в пласте Ю₁₁, с помощью программы Isoline при условии конформности гриду радомской пачки и гриду по поверхности фундамента, были построены: карта по флюидоупору – тогурской пачке ОГ Т₄, а также структурная карта по самому горизонту Ю₁₁.
- Выполнена количественная оценка выделенных перспектив.

Зоны выклинивания картировались путем пересечения структурных карт по разным горизонтам (от фундамента до целевого горизонта). В результате была составлена карта, на которой откартировано распространение отложений пласта Ю₁₁ для Когалымского региона (рисунок 3, 4).

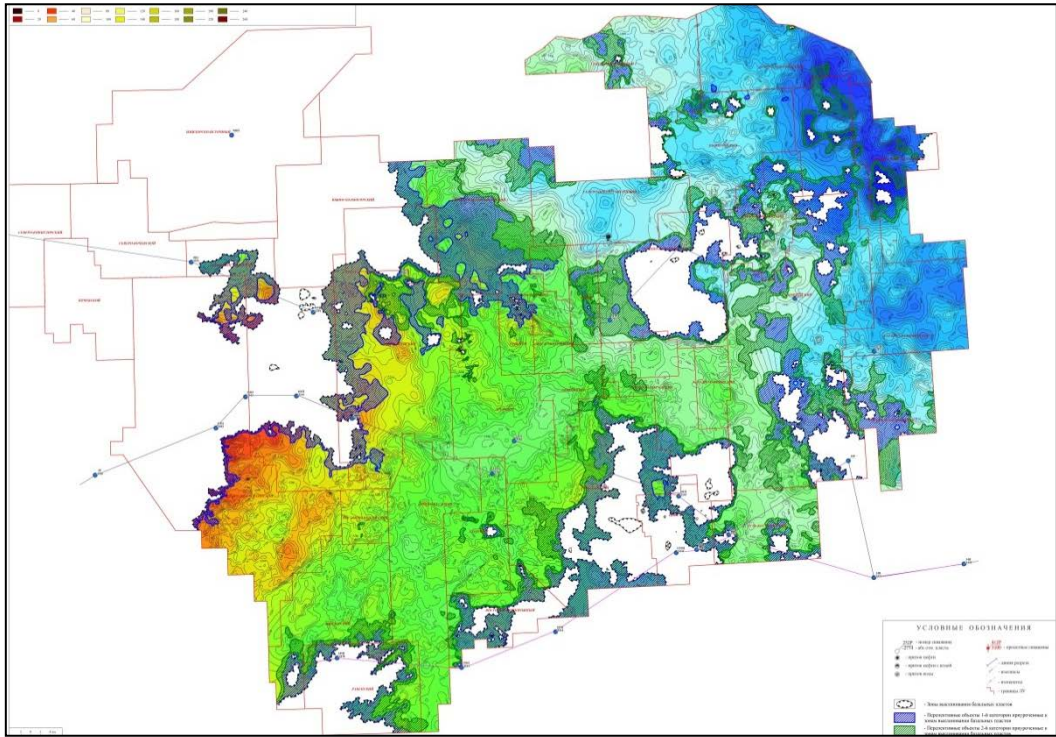


Рисунок 3. Структурная карта по пласту Ю₁₁ с вынесенными перспективами

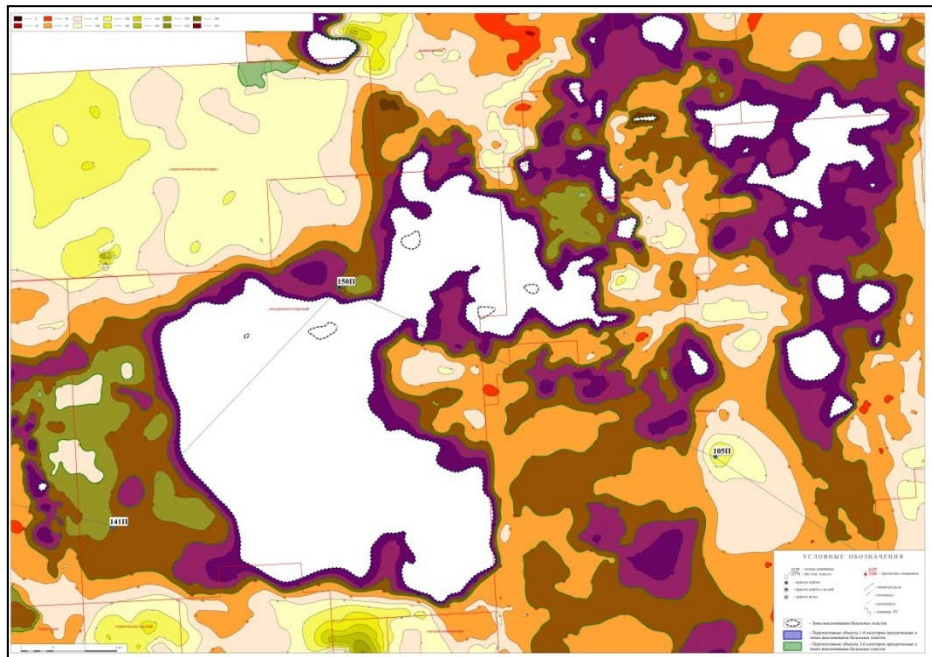


Рисунок 4. Карта изопахит Ю₁₁-Кv (коры выветривания). Выделенные перспективы в районе скв. 150П Западно-Котухтинского ЛУ и 105П Повховского ЛУ

Корреляция ОВ, связанных с развитием группы пластов Ю₁₁ по площади, из-за сложной волновой картины затруднена. По мере удаления от источника сноса происходит глинизация пластов, в связи с этим предполагаемой зоной улучшенных коллекторских свойств пласта Ю₁¹ вероятнее всего следует считать область значений 0-30 мс (рисунок 5).

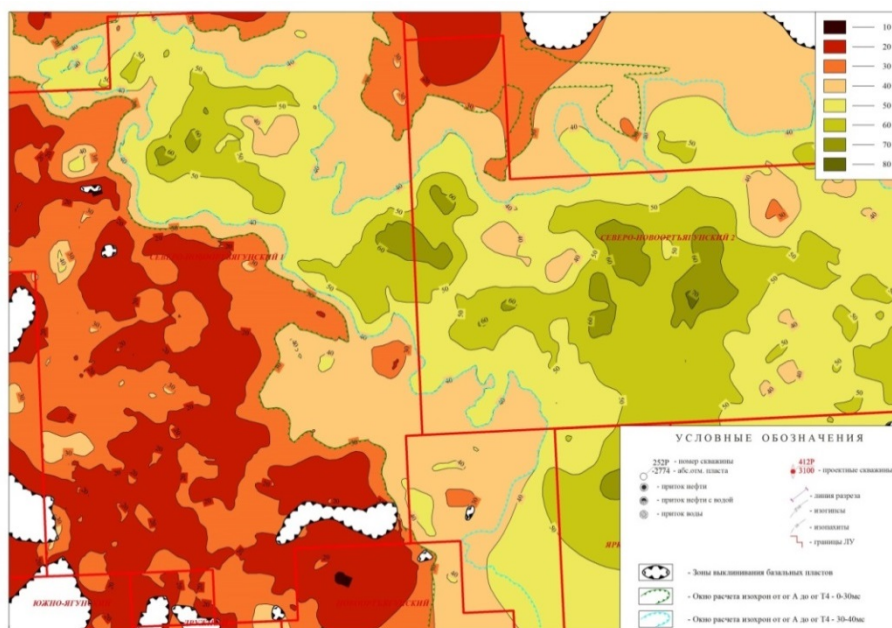


Рисунок 5. Карта временной мощности интервала ОГ А-Т₄ Северо-Новоуртыгунского ЛУ

3. Количественная оценка перспективных зон

Результатом проведенных исследований является количественная оценка перспективных зон. На основании выполненного анализа, определены перспективные в нефтегазоносном отношении участки. Выявлено более 25 перспективных зон 1-й и 2-й категории, связанных со стратиграфическим выклиниванием пласта Ю₁₁.

Для всех перспективных поисковых объектов подсчитывалось количество сосредоточенных в них ресурсов по категории D₁. Количественная оценка перспективных зон, связанных со стратиграфическим выклиниванием, выполнялась методом внутренних геологических аналогий (МВА) по удельным плотностям ресурсов на единицу площади [3].

Для оценки зон контакта Надояхского НГК и складчатого фундамента были привлечены Каремпостский и Варъеганский эталонные участки (таблица 1) [4].

Таблица № 1

Результаты количественной оценки МВА Надояхского НГК

Надояхский НГК (Ю ₁₁)						
Поисковый объект	Площадь, км ²	K _{стр}	K _{фц}	K _а	Принятая плотность начальных суммарных геологич. ресурсов, тыс. т/км ²	Ресурсы D ₁ , Млн. т
1 – Зона (0-30 мс)	3121.7	1	1.1	1.1	11.9	42.19
2 – Зона (30-40 мс)	1547.7	1	1.1	1.1	11.9	20.92
Итого						63.1

Начальные суммарные геологические ресурсы нефти в пределах региона по пласту Ю₁₁ составили более 60 млн. т.

Выводы

Нижнеюрские отложения характеризуются сложным строением и низкой степенью изученности сейсморазведочными работами и особенно бурением. Вещественный состав проницаемых комплексов существенно меняется: от преимущественно песчаного до песчано-алевритово-глинистого. Наиболее песчаные разрезы приурочены к положительным структурам района.

С использованием построенных структурных карт, карт общих толщин, проведенного вещественного анализа, результатов интерпретации ГИС, испытаний пластов, выделены ловушки структурно-стратиграфического типа. Наиболее перспективны для поисков ловушек склоны Сургутского и Нижневартовского сводов, где происходит выклинивание отложений нижнеюрского НГК. Первоочередными являются участки сводов, обращенные в сторону Ярсомовского прогиба. Склоны сводов были изрезаны густой гидросетью, благоприятствующей формированию пород-коллекторов.

Выявлено более 25 перспективных зон 1-й и 2-й категории, связанных со стратиграфическим выклиниванием пласта Ю₁₁. Начальные суммарные геологические ресурсы нефти в пределах региона по пласту Ю₁₁ составили более 60 млн. т.

Таким образом, анализ условий формирования отложений нижнеюрского комплекса, его строения и изучение геологических особенностей выявленных залежей УВ и нефтегазопроявлений в нем позволяют положительно оценивать перспективы его нефтегазоносности и наметить основные направления поисково-разведочных работ.

Библиографический список

1. Зиновьев, А. А. Проблемы освоения мелких и средних месторождений углеводородов / А. А. Зиновьев, А. Е. Мелехин // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2008. – № 2. – С. 22-26.
2. Гурари, Ф. Г. Геологическое строение и нефтегазоносность нижней-средней юры Западно-Сибирской провинции / Ф. Г. Гурари, В. П. Девятов, В. И. Демин. – Новосибирск : Наука, 2005. – 156 с.
3. Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. – М., 2000. – 189 с.
4. Конторович, А. Э. Современные подходы к оценке перспектив нефтегазоносности / А. Э. Конторович, А. Д. Луговцев, Э. Э. Фотиади // Тр. СНИИГГиМС. – Вып. 138. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 1972. – С. 4-11.

Научный руководитель – Пантелейко И. А.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОРЫВА ТРЕЩИН ОТ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

Пятыгина Д. Н., Стрекалов А. В.
Тюменский индустриальный университет

В связи с тем, что проявление техногенных трещин со стороны системы заводнения/поддержания пластового давления (ППД) водой просматривается в 70 % случаев на месторождениях, например, Нижневартовского региона, то в качестве месторождения прототипа можно взять пласты группы А или Б, в которых система заводнения реализуется достаточно долго. Из трассерного исследования А.С. Трофимова, можно сделать вывод, что техногенные трещины, могут содержаться в большинстве зон между нагнетательными и добывающими скважинами.

Более того, из-за сформированной инфраструктуры данные месторождения прекрасно подходят для технологии борьбы с негативными проявлениями гидродинамической структуры.

Гидродинамическое моделирование (ГДМ), будет являться главным инструментом тестирования для предлагаемой технологии экранирования трещин, т.е. результатом вычислительных экспериментов на ГДМ прототип пласта.

В рассматриваемых условиях ГДМ подошвенная вода будет отсутствовать. Однако, в случае активности подошвенных вод, эффект от закачки геля в трещину будет еще более значительным, так как он будет препятствовать вертикальному продвижению воды в трещинах.

Вначале создадим основную модель, предназначенную для исследования технологического действия геля. Она получится в виде фрагмента элемента разработки, представляющего из себя прямоугольный параллелепипед (ПП) с закрытыми вертикальными гранями (краевые зоны).

За ограничивающие условия взяты одинаковые значения перепада давления равные 100 атм. (3 МПа для условия в ячейке – ПП 2x2x10 м), которые необходимы для равнодейственного – сбалансированного нагнетания.

В качестве основной модели для эксперимента была создана ГДМ, которая выражена в полностью изолированном фрагменте пласта в виде прямоугольного параллелепипеда (ПП) размером 200x100x10 м (рис. 1).

Расстояния от нагнетательной и добывающей скважины до границ пласта по оси X одинаковы и составляют 50 м. Начальное пластовое давление составляет 16 МПа. Толщина пласта – 10 м. Разумеется, все эффекты будут пропорционально увеличиваться при увеличении толщины, т.к. активности подошвенной воды не предусматривается.

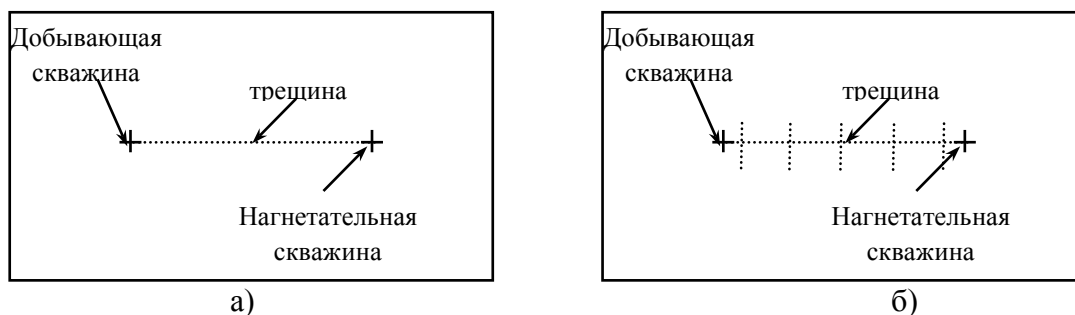


Рисунок 1. Схема эксперимента для получения базовых моделей:
а – прямая трещина; *б* – разветвленная трещина

В качестве граничных условий в точке нагнетания зафиксирован приток воды равный 100 т/сут, т.е. давление в данной ячейке – P_n будет рассчитываться при ГДМ. Добывающая скважин задана фиксированным давлением $P_d = \text{const}$ в ячейке (50,50) равным 15 МПа ($P_3 = 8.0$ МПа). Так, приток в ячейку воды и нефти по сути, является дебитом добывающей скважины и будет расчетным.

Гидродинамическая модель настроена без постоянного давления на границах, потому что в противном случае эффект будет закамуфлированным из-за притоков фаз извне, т.е. со стороны границ модели. Это следствие может как приуменьшить эффект так и преувеличить его по той причине, что баланс отбора масс воды и нефти не будет соблюдаться вследствие массового обмена через открытые границы модели. В данном случае возможен как отток так и приток масс.

В данном случае проницаемость пласта взята в среднем 60 мД, потому что значение будет являться более типичным для краевых зон и достаточным обстоятельством для создания условия образования трещин при реализуемых системах заводнения Западной Сибири (не более 1 нагнетательной скважины на 2 добывающих или 1/1).

На рис. 2 показаны взятые для подготовки базовых ГДМ кривые относительных фазовых проницаемостей (ОФП). В качестве прототипа для аппроксимации лабораторных экспериментов по изучению ОФП была взята функция кубического полинома (рис.2 – б). После проведено усечение ОФП с учетом минимальной – предельной нефтенасыщенности (рис.2–а).

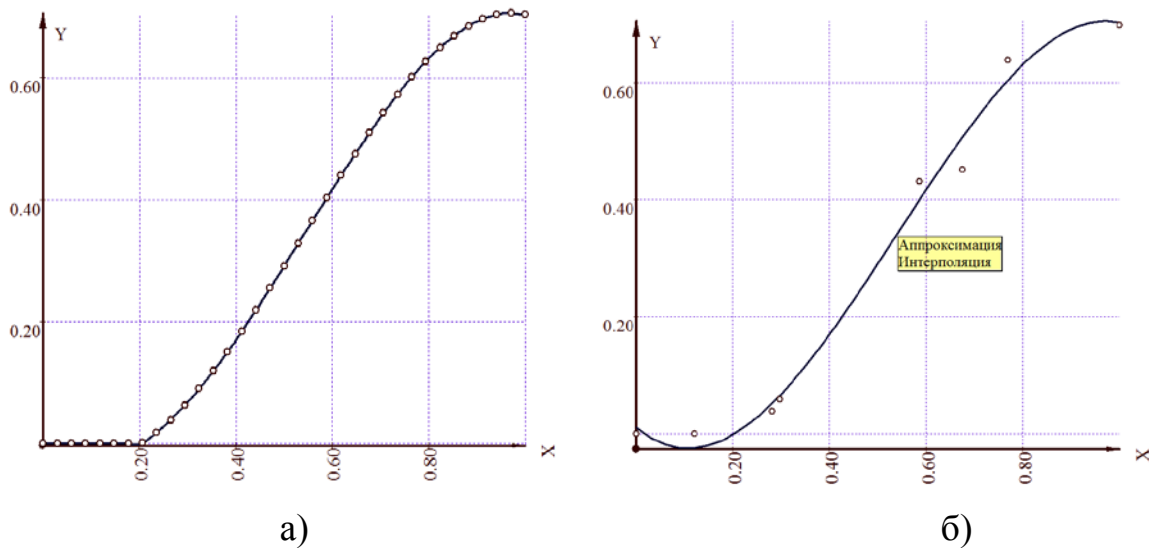


Рисунок 2. ОФП нефти от нефтенасыщенности построенная по методике Грачева-Хайруллина (X – нефтенасыщенность, Y – ОФП по нефти): а – усеченная по предельной насыщенности нефти; б – аппроксимации кубическим полиномом

Кривая ОФП по воде принятая для ГДМ показана на рис 3. Как видно из графика минимальной водонасыщенностью принято – 0.18 д.е.

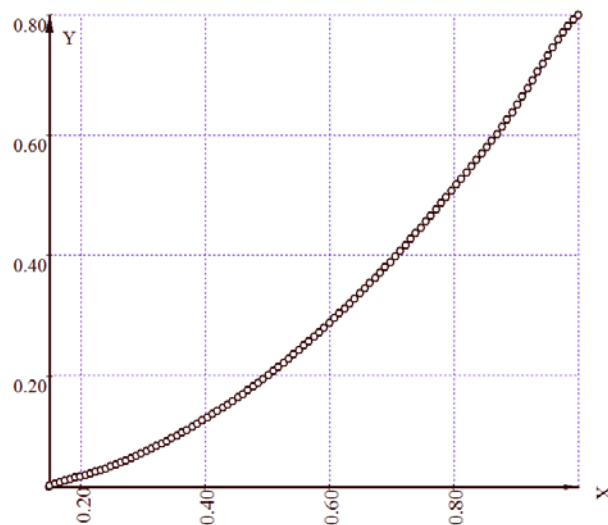


Рисунок 3. ОФП воды от водонасыщенности (X – водонасыщенность, Y – ОФП по воде)

Так как нефте- и водонасыщенность связана отношением $\sigma_n = 1 - \sigma_v$, то не имеет принципиального значения способ внесения данных об ОФП при гидродинамическом моделировании.

В симуляторе учитывается гидродинамика трещин, поэтому в качестве программного комплекса был выбран гидродинамический симулятор Немезида 2014[1].

Вторым важным моментом является выбор абсолютной проницаемости трещины для наиболее достоверных результатов вычислительных экспериментов.

Будем полагать трещину прямоугольной с шириной много меньше длины и высоты. Таким образом, согласно классическим представлениям гидравлики течение в щелевом канале при превышении градиента начала фильтрации (страгивания) будет соответствовать ламинарному течению, так как

$$Re = \frac{\omega D_r}{\nu} < 2300,$$

где $D_r = \frac{4F}{\Pi}$ (F – площадь поперечного сечения канала, Π – периметр сечения канала трещины);

Ламинарный режим относится к малым значениям чисел Re (до $Re \approx 2000$) и характеризуется тем, что шероховатость не оказывает значимого влияния на гидравлическое сопротивление – величину λ по закону Гагена-Пуазеля:

$$\lambda = \frac{64}{Re}$$

Тогда мы можем полагать, что в этом случае известное из гидравлики отношение Дарси-Вейсбаха будет линейным:

$$\begin{aligned} &= \nu \frac{64L}{D_r^2} \frac{\rho\omega}{2} = \\ \Delta p_{mp} &= \frac{64L}{\left(\frac{4F}{\Pi}\right)^2} \frac{\mu\omega}{2}, \end{aligned}$$

где ρ – плотность текучей среды; λ – коэффициент гидравлического сопротивления; ω – скорость движения потока.

Иначе говоря, это позволяет отождествить закон Дарси-Вейсбаха с линейным законом фильтрации Дарси, приравняв их правые части

$$\frac{\mu\omega}{k} L = \Delta p_{mp} = \frac{64L}{\left(\frac{4F}{\Pi}\right)^2} \frac{\mu\omega}{2}.$$

Зная линейные размеры трещины можно найти ее проницаемость, которую смело можно подставить в закон Дарси, используемый при моделировании вязкостного внутрипорового трения в пределах текущих ОФП и градиентов давлений следующим образом

$$k = \frac{\left(\frac{4F}{\Pi}\right)^2}{32}$$

Расписав периметр просвета трещины и площадь ее поперечного сечения через размеры (w – ширина, h – высота) окончательно получим

$$k = 0.03125 \left(\frac{2w \times h}{(w + h)} \right)^2$$

Так как в модели границы сверху и снизу не проницаемы и трещина прилегает к границам модели сверху и снизу, то высота трещины – h в нашем случае равна толщине пласта – 10 м. Таким образом, для толщины трещины в 0.3 мм проницаемость будет

$$k = 0.03125 \left(2 \frac{0.0003 \times 20}{(0.0003 + 20)} \right)^2 = 1.12497 \cdot 10^{-8} \text{ м}^2$$

Т.е. 11249.7 Дарси, а при 3 мм порядка 1.12 млн. Дарси.

В рассматриваемой модели трещина принята с линейным сужением от 3 мм – 0.3 мм по мере приближения к добывающей скважине.

Для оценки эффекта от закачки геля ГДМ (рис. 4) была рассчитана на 140 сут для создания проблемной гидродинамической обстановки, т.е. прорыва воды по трещинам.

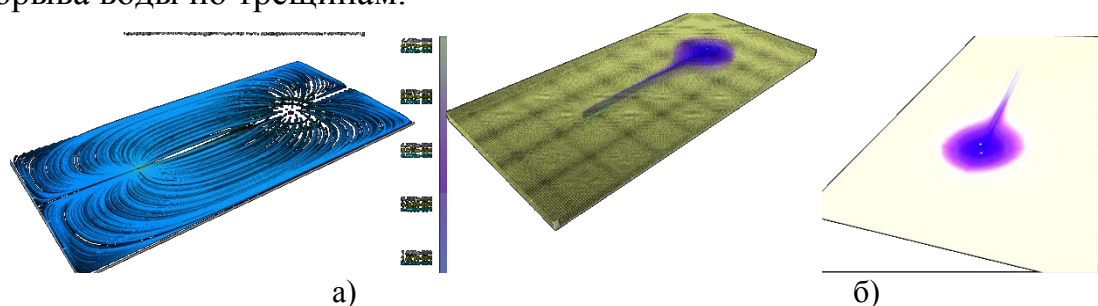


Рисунок 4. Распределение воды к моменту прорыва трещины к добывающей скважине (130 сут): а – линии токов воды; б – водонасыщенность

Распределение нефтенасыщенности и давления (рис.5) соответствует кинжальному обводнению моделируемого участка пласта.

Репрессионная воронка быстро распространяется и уже через 100 сут приближается на расстояние 50 м от забоя добывающей скважины.

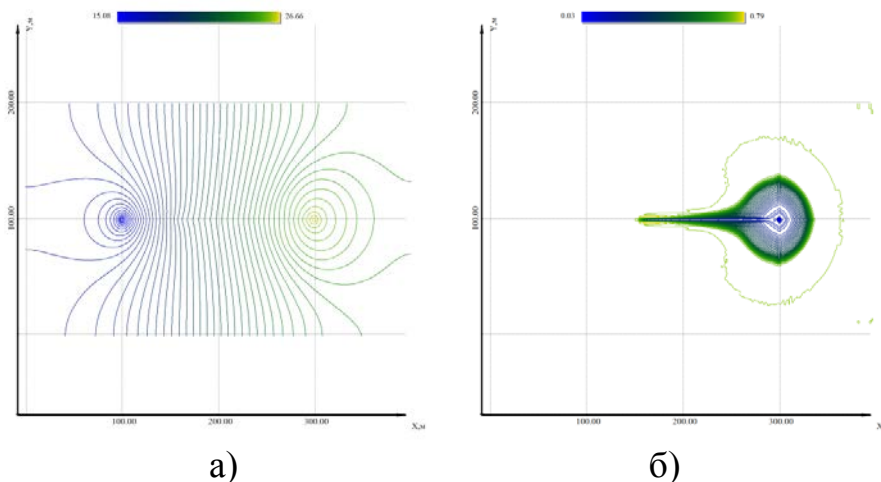


Рисунок 5. Нефтенасыщенность и давление через 100 сут:
а – давление; б – нефтенасыщенность

Уже через 130 сут. вода по трещине достигает зоны отбора (забоя добывающей скважины).

Пластовое давление в ячейке нагнетания (рис.6 – P_n) выше на 3.0 МПа, чем на середине расстояния между скважинами (рис. 6 – P_{cp}). При этом надо отметить, что падение давления в трещине является близким к линейному, что свидетельствует о влиянии развивающегося потока. Т.е. вода из трещины также поступает в поровую матрицу, что хорошо просматривается на рис. 5 в области окончания трещины: нефтенасыщенность по обе стороны от трещины повышена вследствие поршневого вытеснения нефти из трещины в матрицу[2].

Резкий рост водонасыщенности в середине трещины происходит уже к 61 сут. Т.е. вода в трещине вытесняет нефть на расстоянии в 100 м за 60 сут (рис. 6).

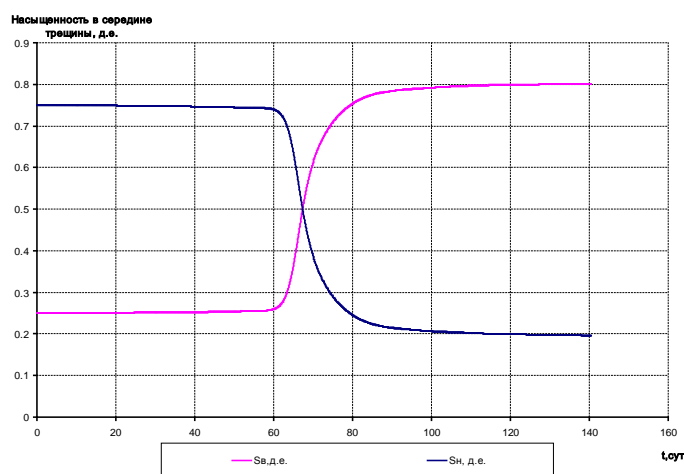


Рисунок 6. Динамика нефте- и водонасыщенности на середине расстояния между скважинами

Распределение водонасыщенности вдоль линии трещины не тривиально и соответствует различным режимам вытеснения.

Одним из методов выравнивая фронта вытеснения является тампонирующее трещины закачкой геля. После нагнетания геля распределение давления (рис.7) и линий токов нефти соответствует более эффективному процессу вытеснения после перестроения давления через 100 сут после закачки ГЭ (гелевый экран).

Как видно из распределения нефтенасыщенности продвижение воды крайне не значительно, что свидетельствует о том, что эффект от закачки ГЭ будет продолжаться и далее (до 200–300 сут с момента закачки ГЭ).

Согласно динамике дебитов нефти и воды с учетом закачки ГЭ и без такового хорошо видно, что ГЭ препятствует продвижению воды по трещине. Последнее не дает воде прорваться к добывающей скважине. Но между тем, не препятствует эффективному вытеснению нефти водой и поддержанию пластового давления (рис. 8).

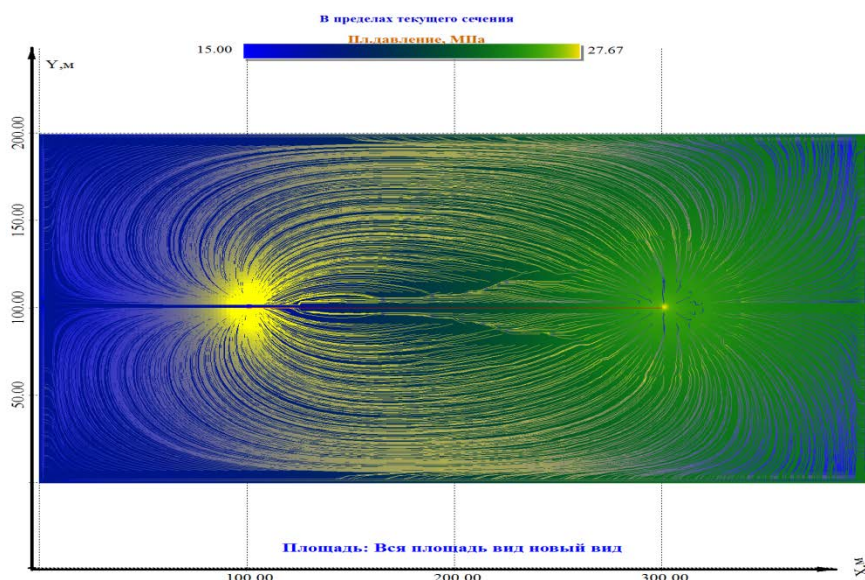


Рисунок 7. Распределение давления и линий тока нефти через 200 сут с начала с закачкой ГЭ

Согласно графикам (рис. 8) совокупный эффект за 100 сут. эксплуатации добывающей скважины с момента закачки ГЭ составляет 2708.347 т. нефти.

Более того эффект будет продолжаться еще не менее 100–150 сут

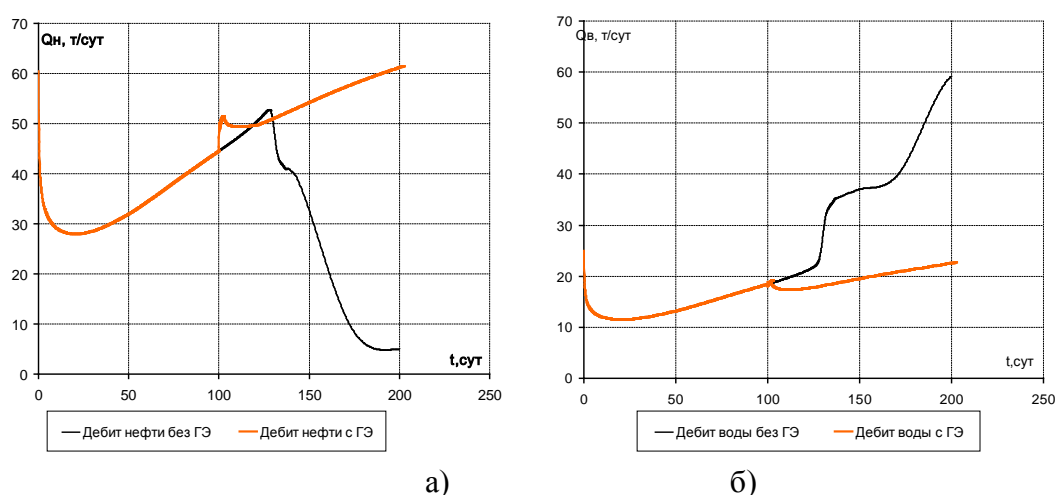


Рисунок 8. Сравнение динамик дебитов нефти и воды:
а – нефтенасыщенность закачкой ГЭ; б – нефтенасыщенность без ГЭ

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Нагнетание геля в нагнетательную скважину для получения большего эффекта следует проводить до прорыва воды по трещине в зону отбора. В противном случае эффект будет снижен.

2. Для повышения эффекта от применения геля, его можно закачивать и в добывающую скважину, когда вода от системы заводнения прорвалась в добывающие скважины.

3. Риск применения геля может быть связан с образованием новых трещин в зоне нагнетания, если не ограничить давление нагнетания и не

выдержать достаточно времени закачки для перестроения поля давления, так как гель имеет выраженные реологические свойства.

Библиографический список

1. Стрекалов, А. В., Грачев С. И. Программный комплекс гидродинамического моделирования природных и технических систем "Немезида Гидрасим 2014" (Nemesis Hydrasym 2014). Свидетельство о государственной регистрации программы ЭВМ № 2014614505. - 2014.
2. Грачева, С. К. Моделирование образования сети трещин / С. К. Грачева, А. В. Стрекалов, А. Т. Хусаинов // Нефтегазовое дело. - 2013. - № 2. - С. 168-183.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ С ЦЕЛЬЮ УВЕЛИЧЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВОДИМЫХ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК

Саманов А. Ш., Ленченкова Л. Е., Фоломеев А. Е.
Уфимский государственный нефтяной технический университет

АННОТАЦИЯ

Использование кислотных составов с целью увеличения продуктивности добывающих скважин говорит о том, что при увеличении количества обработок в одной скважине эффективность применения данной технологии значительно уменьшается [1].

Такая тенденция, прежде всего, связана со следующими недостатками, которые характерны для массово применяемых как в месторождениях РБ, так и на других Российских месторождениях кислотных обработках. Одной из таких причин является низкая проходимость кислотных составов в слабодренлируемые пропластки карбонатного коллектора. Также негативное влияние оказывают: большая скорость химического взаимодействия, вторичное осадкообразование продуктов реакции, коррозионная агрессивность и наконец, образование устойчивых высоковязких эмульсий при взаимодействии кислотного состава с пластовой жидкостью. Существенным шагом в оптимизации и увеличении эффективности проводимых кислотных обработок является совершенствование кислотных составов в указанных направлениях[2]

В работе представлены основные результаты применения модифицирующей добавки Нефтенола К марки НК 20 в кислотных составах.

ВВЕДЕНИЕ

Кислотные обработки призабойной зоны скважины в наше время занимают одну из ведущих позиций методов интенсификации добычи нефти. Каждый год на месторождениях ОАО АНК «Башнефть» проводит-

ся порядка 500 скважинных операций, более половины которых – на 11 месторождениях (Абдуловское, Арланское, Знаменское, Игровское, Кузбаевское, Надеждинское, Таймурзинское, Татышлинское, Туймазинское, Четырманское, Югомашевское) (рисунок 1).

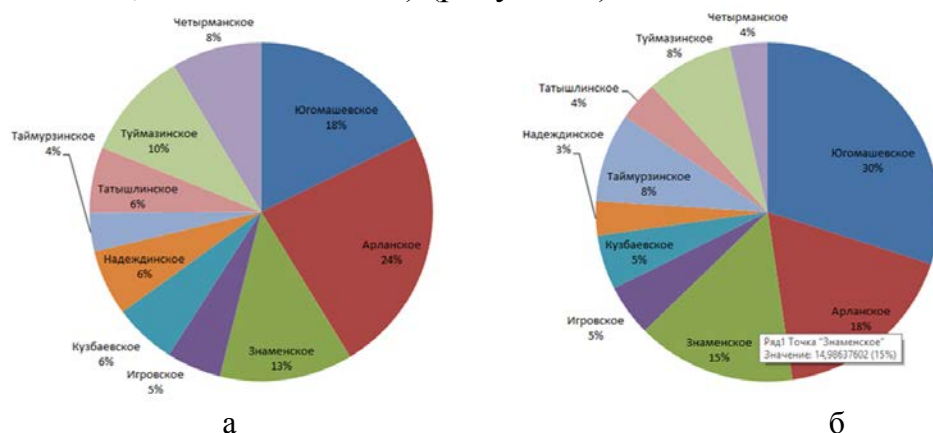


Рисунок 1. Процентное соотношение кислотных обработок, проведенных в 2013(а)-2014(б) годах на месторождениях ОАО АНК «Башнефть»

Исходя из этой круговой диаграммы можно заметить, что кислотные обработки в Республике Башкортостан пользуются большой популярностью [3]. В этой связи весьма актуальным является вопрос об их усовершенствовании для получения большей эффективности от проводимых мероприятий.

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Несмотря на столь высокую популярность кислотных обработок на месторождениях Башкортостана, существует большое количество вопросов по поводу запланированных значений количества дополнительной добычи и достигнутых в результате проведения кислотных методов интенсификации. Опираясь на промысловые данные проведенных кислотных обработок на месторождениях Республики Башкортостан были выявлены низкие значения эффективности проведенных операций [3]. Поэтому, первоочередной задачей должно быть совершенствование применяемых кислотных составов с целью увеличения эффективности проведения кислотных обработок в карбонатных коллекторах месторождений Республики Башкортостан. Данная задача может быть решена за счет восстановления коллекторских свойств в ПЗП удалением и выносом кольматирующих твердых частиц как естественного, так и техногенного происхождения, а также более подробного изучения проблемы осадкообразования при взаимодействии кислотных составов с пластовой нефтью. К тому же необходимо уделять особое внимание задаче снижения высокого межфазного натяжения кислотных растворов на границе с углеводородной фазой и предотвращению образования высоковязких водонефтяных эмульсий, в результате чего появляется вероятность выпадения асфальто-смолистых и парафинистых отложений (АСПО) из нефти.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Для выполнения вышеперечисленных требований был протестирован кислотный состав на основе многофункционального ПАВ Нефтенол К, разработанного в Институте промышленной химии (ИПХ) при РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина модификации Нефтенол К марки НК 20. В лабораторных условиях была проведена оценка изменения межфазного натяжения на границе кислотного раствора и нефтяной продукции Югомашевского месторождения.

Для исследований бралась ингибированная 12%-ная соляная кислота. Концентрация Нефтенол К изменялась от 0,5 % до 6%. Так, при добавлении модифицированной добавки Нефтенол К марки НК 20 при его концентрации 0,5 % межфазное натяжение равняется 4,53 мН/м, при концентрации 4% равняется 0,45 %. Следовательно, с добавкой Нефтенол К межфазное натяжение резко снижается, что характеризует возможность более глубокого проникновения кислотного раствора в низкопроницаемый коллектор.

Следующим этапом исследования кислотных составов на основе Нефтенол К марки НК 20 было определение скорости растворения. Замедляющие свойства «Нефтенол К» определяли по растворению мраморной пластинки в кислотном составе при комнатной температуре. Соотношение объема раствора к площади пластинки составило 3:1 мл: см². Результаты растворения представлены на графике (рисунок 2), из которого следует, что присутствие «Нефтенол К» марки НК-20 (3%) в кислоте позволяет замедлить процесс растворения мрамора в 6 раз, по сравнению с кислотой без «Нефтенол К».

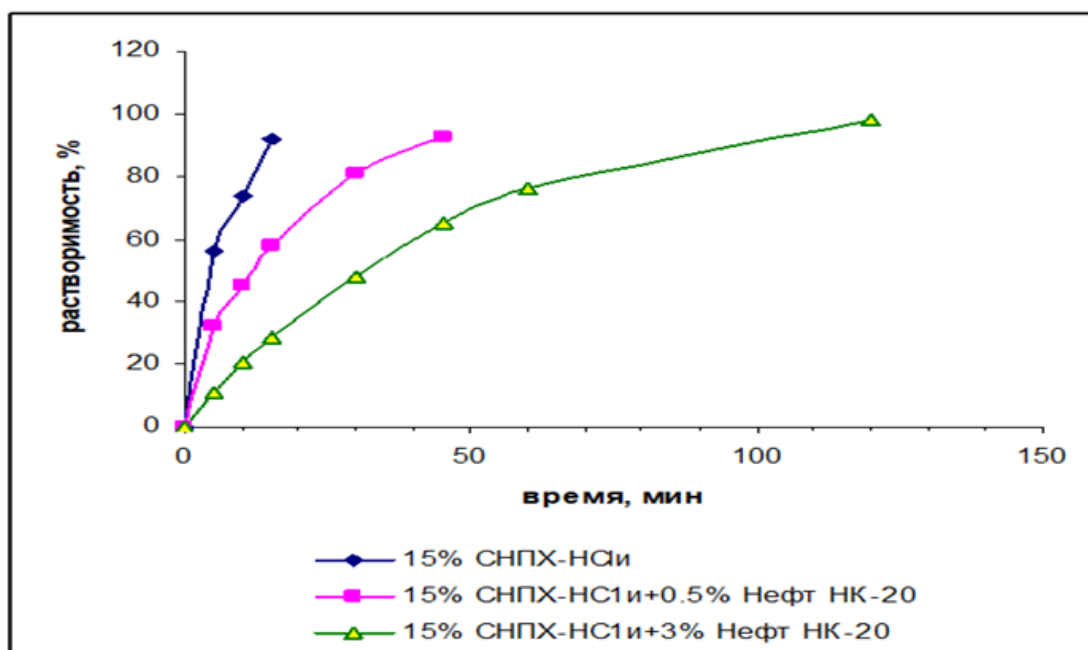


Рисунок 2. Растворение мрамора и керн Югомашевского месторождения в кислотных составах

Добавление «Нефтенола К» в количестве 0,5% увеличивает время растворения в 3 раза по сравнению с 15 %-ым раствором HCl.

Определена растворимость карбоната кальция в составах с Нефтенолом К с концентрацией HCl 15%, приготовленной из ингибированной кислоты производства ОАО «Галоген» (г. Пермь) с ингибитором коррозии ВПП-2В. Для сравнения представлены результаты растворимости мрамора в составах ДН-9010 и кислоты замедленного действия (КЗД), состоящей из гидроксохлористого алюминия (отхода производства изопропилбензола) и 15%-го раствора соляной кислоты в соотношении 30:1.

Еще одной проблемой применения кислотных составов является выпадение нерастворимых осадков – гидроксидов железа, образующихся в результате взаимодействия кислоты с соединениями трехвалентного железа, содержащимися как в породе, так и на стенках скважинного оборудования. В ходе исследований было выявлено, что раствор соляной кислоты с добавкой Нефтенола К намного эффективнее удерживает в растворе ионы трехвалентного железа, чем ингибированная кислота.

Однако, следует отметить, при растворении керновой пластины Югомашевского месторождения в составе, содержащим Нефтенол К марки НК-20, в течение 30 мин и выше наблюдали выпадение волокнистой коллоидной массы темного цвета

Но, при уменьшении количества Нефтенола К в кислотном растворе до 0,5% происходит снижение количества осадка при растворении керновой пластины до допустимых значений. Взаимодействие мраморных пластин с 15%-ым раствором соляной кислоты производства ОАО «Галоген» без Нефтенола К и содержащего 0,5% Нефтенола привело к образованию небольшого количества осадка на стенках сосуда

При тестировании 15%-ой ингибированной соляной кислоты с нефтяной продукцией Югомашевского месторождения установлено, что входящий в состав кислоты ингибиторы коррозии Викор-ИСК, Метилан-2 не обладают деэмульгирующими свойствами: при взаимодействии исследуемой кислоты с нефтяной продукцией Югомашевского месторождения образуются стойкие неразделимые нефтекислотные эмульсии.

Испытания проводились на безводной нефтяной продукции (отобрана со скв. 4888, плотность 0,88 г/см³) и пластовой жидкости с обводненностью 45% (отобрана со скв. 4782, плотность 1,08 г/см³).

Для предотвращения образования эмульсий испытан реагент «Нефтенол К», марка НК-20 (производитель ЗАО «Химеко-Ганг» (г. Москва).

В результате эксперимента было установлено, что при контакте с 15%-ой ингибированной соляной кислотой безводная продукция образует жидкую, но стойкую эмульсию. При добавлении в кислоту реагента «Нефтенол К» марки НК-20 проявится его хорошая деэмульгирующая

способность уже при содержании «Нефтенола К» в кислоте в количестве 0,1 - 0,5%об.) эмульсия не образуется (таблица 4).

Так, при тестировании 15%-ой ингибированной соляной кислоты с нефтями Югомашевского месторождения установлено, что при взаимодействии исследуемой кислоты с нефтями рассматриваемого месторождения, образуются стойкие нефтекислотные эмульсии.

Для предотвращения образования эмульсий испытан реагент «Нефтенол К», марка НК-ФД (производитель ЗАО «Химеко-Ганг» (г. Москва)).

Применение Нефтенола К марки НК 20 показало, что он обладает рядом положительных свойств, благодаря чему эффективность применяемых кислотных составов улучшается на порядок. Для достоверности были проведены лабораторные испытания кислотных составов, содержащих Нефтенол К марки НК ФД на определение следующих показателей: межфазное натяжение, скорость реакции кислотного состава с породой, образование вторичных осадков, образование устойчивых эмульсий. Результаты лабораторных испытаний показали, что благодаря применению Нефтенола К марки НК 20 удалось достигнуть успеха по всем пунктам.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Согласно проведенным исследованиям была выявлена перспективность указанных реагентов для применения в кислотных обработках скважин Югомашевского месторождения.

Результаты проведенных лабораторных испытаний с указанными модифицирующими добавками для кислотной обработки карбонатного коллектора показали их высокую эффективность.

Библиографический список

1. Кислотные обработки пластов и методики испытания кислотных составов : Учеб. пособие для студентов вузов / М. А. Силин [и др.]. – Москва : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. – 120 с.: ил.
2. Совершенствование кислотных обработок скважин путем добавки многофункционального поверхностно активного вещества – НЕФТЕНОЛа К. / Р. С. Магадов [и др.]. // Нефть, газ и бизнес. - 2007. - № 1-2. - С.93-97.
3. Проблемы, возникающие при кислотных обработках добывающих и нагнетательных скважин. Технологические жидкости для решения этих проблем / М.А.Силин [и др.]. – Москва : РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, (ОАО «Татнефть», Лениногорское УПП и КРС).

Научный руководитель - Ленченкова Л. Е. д-р техн. наук, профессор

ПОИСК РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НАСЫЩЕННОСТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СКВАЖИН В СТАЦИОНАРНОЙ ПОСТАНОВКЕ

Стрекалов А. В., Тополева А. В.
Тюменский индустриальный университет

АННОТАЦИЯ

Рассмотрим наиболее простой способ расчета коэффициента нефтеили водонасыщенности. Идея данного способа состоит в объединении методов гидродинамического исследования скважин (ГДИ) на стационарных режимах отбора или нагнетания и результатов исследований керна в лабораторных условиях в виде кривых фазовых проницаемостей. Последние требуют статистической обработки для получения наиболее точного результата.

Авторами была предложена методика построения индикаторных линий отдельно для жидкости и нефти. Реализация разработок, сделанных в ходе данной работы, позволит повысить качество исследования индикаторных диаграмм.

Кроме того, использование предложенных моделей позволит оценить потенциальный вклад капиллярных процессов в добычу, что позволит более правильно выбрать режимы разработки залежи.

ВВЕДЕНИЕ

В области определения – времени разработки продуктивного пласта при условии контроля за разработкой для любого момента исходными данными будут:

1. координаты точек продуктивных забоев для скважин (возможно включая нагнетательные) – (x_i, y_i) ;
2. результаты исследований кривой ОФП по нефти – $\bar{k}_n = \varphi_n(\sigma_e)$, для группы кернового материала, отобранного из продуктивного пласта;
3. мгновенный стационарный дебит нефти и воды – q_i^n, q_i^g , где i – индекс скважины;
4. мгновенная депрессия, создаваемая в добывающих скважинах – Δp_i .

Методика вычислительной обработки вышеописанных данных является довольно простой и тривиальной.

В случае соблюдения линейности закона фильтрации согласно Дарси индикаторная диаграмма может быть проведена по единственной точке (рис.1.), в связи с тем, что прямая проходит через начало координат. На рис. 1. показан пример особой интерпретации индикаторной линии для одной добывающей скважины, также индикаторные линии принимают выпуклый и вогнутый вид при отклонении от линейного закона.

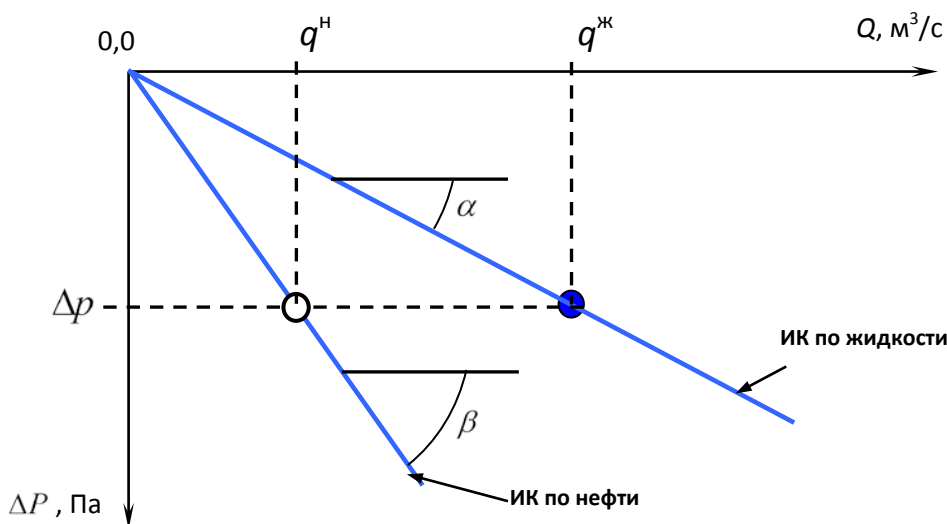


Рисунок 1. Пример построения и обработки индикаторной линии по одному замеренному режиму

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Классический коэффициент продуктивности определяется по диаграмме из соотношения

$$K = \frac{1}{\operatorname{tg}(\alpha)} = \frac{q}{\Delta p}. \quad (1)$$

Из классических представлений подземной гидромеханики известно, что приток воды и нефти, а также их смеси хорошо коррелирует с текущими насыщенностями флюидов согласно кривым ОФП. Отсюда можно предположить, что информативнее строить индикаторные линии (ИЛ) для жидкости, нефти или воды отдельно (см. рис. 1.).

Для i -ой скважины, коэффициенты продуктивности по жидкости и нефти согласно (1.1) будут рассчитываться из формул

$$K_i^{\text{жк}} = \frac{1}{\operatorname{tg}(\alpha)} = \frac{q_i^{\text{жк}}}{\Delta p}, K_i^{\text{н}} = \frac{1}{\operatorname{tg}(\beta)} = \frac{q_i^{\text{н}}}{\Delta p}. \quad (2)$$

Известно, что коэффициент продуктивности определяется по диаграмме из отношения

$$K = \frac{1}{\operatorname{tg}(\alpha)} = \frac{q}{\Delta p}. \quad (3)$$

Следует отметить, что приток воды и нефти, а также их смеси происходит согласно текущим насыщенностям флюидов и кривым ОФП. Отсюда можно полагать, что возможно построение индикаторных линий (ИЛ) для жидкости и нефти раздельно (см. рис. 1). Для i -ой скважины, коэффициенты продуктивности по жидкости и нефти согласно (2) будут рассчитываться из формул

$$K_i^{\text{жс}} = \frac{1}{\operatorname{tg}(\alpha)} = \frac{q_i^{\text{жс}}}{\Delta p}, \quad K_i^{\text{н}} = \frac{1}{\operatorname{tg}(\beta)} = \frac{q_i^{\text{н}}}{\Delta p}. \quad (4)$$

Для теоретического определения коэффициентов продуктивности на примере вертикальных скважин воспользуемся известной формулой Дюпюи

$$K = \frac{2\pi kh}{\mu \left[\ln\left(\frac{R}{r}\right) + S \right]}, \quad (5)$$

где k – абсолютная проницаемость, м²;
 h – эффективная (проницаемая) толщина пласта, м;
 R – радиус контура питания, м;
 r – радиус скважины;
 μ – динамическая вязкость среды, Па·с;
 S – коэффициент несовершенства скважины или скин-фактор.

Из формулы (1.5) следует, что для отдельного расчета продуктивности по жидкости и нефти i -ой скважины необходимо вместо абсолютной проницаемости – k подставить фазовую проницаемость по нефти и некую усредненную проницаемость по жидкости.

Таким образом, получим для продуктивности по нефти

$$K_i^{\text{н}} = \frac{2\pi k_i^{\text{н}} h_i}{\mu^{\text{н}} \left[\ln\left(\frac{R_i}{r_i}\right) + S_i \right]} \quad (6)$$

и для продуктивности по жидкости

$$K_i^{\text{жс}} = \frac{2\pi k_i^{\text{жс}} h_i}{\mu_i^{\text{жс}} \left[\ln\left(\frac{R_i}{r_i}\right) + S_i \right]}. \quad (7)$$

Значения величины скин-фактора – S возможно получить из результатов исследования скважин на неустановившихся режимах отбора (например, снятие кривых изменения давления). Если данная величина неизвестна, то можно ее отбросить, тем самым несколько снизив точность результата.

Динамическую вязкость среды в формуле (7) можно вычислить приближенно по формуле

$$\mu_i^{\text{жс}} \approx \mu^{\text{н}} \frac{q^{\text{н}}}{q^{\text{н}} + q^{\text{с}}} + \mu^{\text{с}} \frac{q^{\text{с}}}{q^{\text{н}} + q^{\text{с}}}.$$

Значения вязкости нефти и воды следует брать для пластовых условий, если кривые ОПД тоже были получены в условиях, приближенных к пластовым.

Подставив в левые части (6) и (7) найденные фактические значения продуктивностей из (4) получим

$$\frac{1}{\operatorname{tg}(\beta)} = \frac{q_i^H}{\Delta p} = \frac{2\pi k_i^H h_i}{\mu^H \left[\ln\left(\frac{R_i}{r_i}\right) + S_i \right]}, \quad (8)$$

$$\frac{1}{\operatorname{tg}(\alpha)} = \frac{q_i^{\text{жс}}}{\Delta p} = \frac{2\pi k_i^{\text{жс}} h_i}{\mu_i^{\text{жс}} \left[\ln\left(\frac{R_i}{r_i}\right) + S_i \right]}. \quad (9)$$

Выражая из (8) и (9) фазовую проницаемость по нефти и среднюю по жидкости получим их значения для каждой скважины

$$k_i^H = \frac{\mu^H \left[\ln\left(\frac{R_i}{r_i}\right) + S_i \right] q_i^H}{\Delta p 2\pi h_i}, \quad (10)$$

$$k_i^{\text{жс}} = \frac{\mu_i^{\text{жс}} \left[\ln\left(\frac{R_i}{r_i}\right) + S_i \right] q_i^{\text{жс}}}{\Delta p 2\pi h_i}. \quad (11)$$

Отсюда легко получить значение ОФП по нефти

$$\overline{k}_i^H \approx \frac{k_i^H}{k_i^{\text{жс}}}, \quad (12)$$

Зная кривые ОФП мы можем найти величину водонасыщенности σ_s , соответствующую найденной из (2) величине ОФП по нефти \overline{k}_i^H (рис.2).

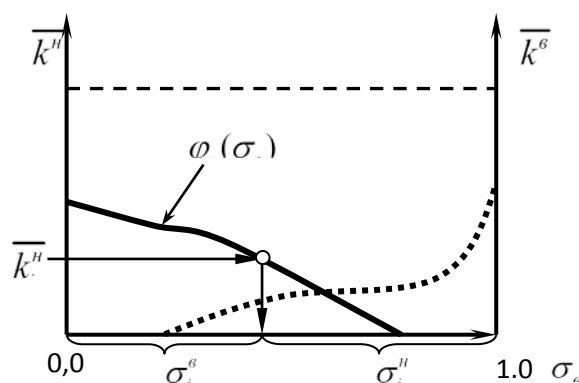


Рисунок 2. Нахождение текущей водо- и нефтенасыщенности по кривым ОФП и ОФП по нефти

Нефтенасыщенность нагнетательных скважин, принадлежащих системе заводнения можно принять равной величине предельной остаточной нефтенасыщенности или равной нулю.

Нахождение водонасыщенности по известной ОФП нефти происходит решением уравнения

$$\overline{k}_i^H = \varphi_H(\sigma_s) \quad (13)$$

После этого нефтенасыщенность $\sigma_n \approx 1 - \sigma_g$ при условии малого газового фактора.

Следующей вариацией является проведение вышеуказанных операций исходя из более четкой постановки, когда не берется в рассмотрение в некотором смысле фиктивный параметр – динамическая вязкость жидкости.

Аналогично примеру выше

$$K_i^n = \frac{2\pi k_i^n h_i}{\mu^n \left[\ln\left(\frac{R_i}{r_i}\right) + S_i \right]} = \frac{Q_n}{\Delta p}, \quad (14)$$

$$K_i^g = \frac{2\pi k_i^g h_i}{\mu^g \left[\ln\left(\frac{R_i}{r_i}\right) + S_i \right]} = \frac{Q_g}{\Delta p}. \quad (15)$$

Далее выражаем депрессию $-\Delta p$

$$Q_n \frac{\mu^n \left[\ln\left(\frac{R_i}{r_i}\right) + S_i \right]}{2\pi k_i^n h_i} = \Delta p = Q_g \frac{\mu^g \left[\ln\left(\frac{R_i}{r_i}\right) + S_i \right]}{2\pi k_i^g h_i}. \quad (16)$$

После сокращений получим соотношение фазовых проницаемостей нефти и воды

$$\frac{Q_n \mu_n}{k^n} = \frac{Q_g \mu_g}{k^g} \Rightarrow \frac{k^n}{k^g} = \frac{Q_n \mu_n}{Q_g \mu_g} = \delta. \quad (17)$$

Вместе с тем через кривые ОФП фазовые проницаемости для i -й скважины

$$k_i^n = \overline{k_i^n} k_i = k_i \cdot \varphi_n(\sigma_g), \quad k_i^g = \overline{k_i^g} k_i = k_i \cdot \varphi_g(\sigma_g) \quad (18)$$

также позволяют отразить соотношение (1.17) через функции ОФП

$$\gamma(\sigma_g) = \frac{k \cdot \varphi_n(\sigma_g)}{k \cdot \varphi_g(\sigma_g)} = \delta. \quad (19)$$

Построив вспомогательную функцию $\gamma(\sigma_g)$ и решив уравнение

$$\gamma(\sigma_g) = \delta \quad (20)$$

относительно σ_g получим необходимый результат. Т.е. задача также решается без использования вязкости жидкости. [1]

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Применение представленного выше метода, основанного на полученных значениях по всем или только ограниченным определенной областью скважинам с геометризацией координатами точек вскрытия пласта, позволяет построить карту текущей нефте- или водонасыщенности посредством того или иного метода интерполяции или аппроксимации.

Библиографический список

1. Стрекалов, А. В. Математические модели гидравлических систем для управления системами поддержания пластового давления / А. В. Стрекалов. – Тюмень : Тюменский дом печати, 2007. - 661 с. : ил. ; 20 см. ; ISBN 978-5-87591-107-1

ПРИМЕНЕНИЕ ПОТОВОТКЛОНЯЮЩИХ КИСЛОТНЫХ СИСТЕМ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА ФЛЮИДА В УСЛОВИЯХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Танаянц Д. О.

Санкт - Петербургский горный университет

Целью проведения работ по интенсификации притока флюида является обеспечение производительности эксплуатационных скважин, соответствующей потенциальным возможностям продуктивного пласта и планируемому уровню добычи углеводородного сырья [1].

Одним из основных видов интенсификации является кислотная обработка скважин, позволяющая не только интенсифицировать дебит скважины, но и очистить забой и стенки скважины от солевых отложений.

По мере проведения обработок происходит «вымывание» горной породы с дальнейшим ее разрушением. Каждая последующая интенсификация требует использования большего объема кислоты. При этом, наименее проницаемые пласты не будут охвачены воздействием. Поэтому для достижения большего эффекта осуществляется поиск и внедрение новых составов и технологий. К их числу относятся потокоотклоняющие кислотные системы [2].

Технология интенсификации с изоляцией высокопроницаемых пропластков базируется на том, что в процессе реагирования кислоты в пласте показатель pH повышается и вязкость системы значительно возрастает. В результате чего образуется гель, препятствующий движению, свежей порции кислоты в данном направлении. Таким образом, кислота направляется в необработанные участки пласта и зоны с более низкой проницаемостью.

Кислотная композиция, воздействуя на низкотемпературные доломиты, автоматически отклоняет свежую кислоту в низкопроницаемые зоны пласта, не подвергшиеся обработке. Активная система обеспечивает не только хорошее диспергирование частиц, загрязнивших пласт в процессе бурения, но и способствует переводу во взвешенное состояние отложений алеврита в стволе скважины.

В рецептуру систем включено 28% HCl, смешанной с вязкоупругой жидкостью на основе амфотерного ПАВ [3]. Стандартные добавки, необ-

ходимые при проведении кислотных обработок (ингибиторы, хелатные соединения или химреагенты по регулированию содержания железа) совместимы с составом. Поскольку в составе отсутствуют полимеры, для этой системы не нужны структурообразователи на основе металла (железа, циркония), следовательно, устраняется возможность загрязнения в результате осаждения гидроксидов и сульфидов металлов. Особенности этой системы делают её предпочтительной в скважинах с высоким содержанием серы в продукции. Кроме того, в сравнении с другими аналогичными системами, применение системы на основе ПАВ способствует снижению гидравлических потерь давления в процессе обработки, тем самым, уменьшая и затрачиваемую мощность и обеспечивая более высокие темпы закачки и эффективность обработки в целом.

Механизм действия системы заключается в следующем. Кислота на основе раствора ПАВ воздействует, прежде всего, на зоны самой высокой проницаемости так же, как реагирует обыкновенная кислота или кислота замедленного действия. После того, как система проникает в высокопроницаемый участок, она реагирует со структурой карбонатной породы и образует в пласте выработку. В результате реакции между соляной кислотой и карбонатом кальция (содержащимся в породе пласта) образуется раствор хлорида кальция (отработанная кислота) и одновременно уменьшается кислотность среды. При достижении определённого количества, хлористый кальций реагирует с ПАВ, в результате чего образуются длинные стержнеобразные мицеллы, которые переплетаются, придавая системе повышенную вязкость. Загущенная система временно закупоривает выработки и существующие высокопроницаемые прослойки и каналы. Таким образом, остающийся объём кислоты начинает вынужденно поступать в необработанные, менее проницаемые слои. Вязкость загущенной (и блокирующей высокопроницаемый участок) системы остаётся неизменной даже при $\text{pH}=2$, благодаря чему отсутствует вероятность преждевременного разрушения блокировки в течение всего процесса обработки (либо неподвижной его задержки). При последующем освоении скважины, приток пластового флюида (углеводороды, пластовая вода) эффективно разрушают загущенную микроструктуру ПАВ, снижая его вязкость до величины вязкости воды. Промывка скважины (после обработки и освоения) растворами, содержащими дизельное топливо и универсальные растворители, естественный нагрев до пластовой температуры также способствует разрушению загущенной среды и интенсификации притока из пласта [3].

Состав на основе ПАВ обеспечивает стимулирование и последующее автоматическое отклонение посредством загущения в пластовых условиях. Таким образом, устраняется потребность в других отклоняющих материалах, таких как пены или составы на основе твёрдых частиц. Система, кроме того, может закачиваться в несколько этапов, с чередованием классической кисло-

ты и кислоты замедленного действия. Простота в сочетании с гибкостью системы обработки делают её разработку простой и необременительной.

Достоинствами технологии является широкий диапазон температур применения системы (до 150°C) и отсутствие в составе загрязняющих призабойную зону полимерных материалов и твёрдых кольяматантов.

В качестве гелеобразующего агента вместо полимеров используются различные амфотерные поверхностно-активные вещества. К их числу относят алкиламфоацетаты или пропионаты, алкилбетаины, алкиламидопропилбетаины, амидоаминокислоты.

На Астраханском газоконденсатном месторождении проводился данный вид обработки, далее представлены результаты [4].

Таблица № 1

Результаты проведения интенсификационных работ с применением технологии потокоотклонения

Вид обработки	№ Обраб.	Изменение дебита		Кратность эффекта
		До	После	
Комплексная обработка ПЗП с изоляцией высокопроницаемых пропластков в 1 этап	5	258	353	1,37

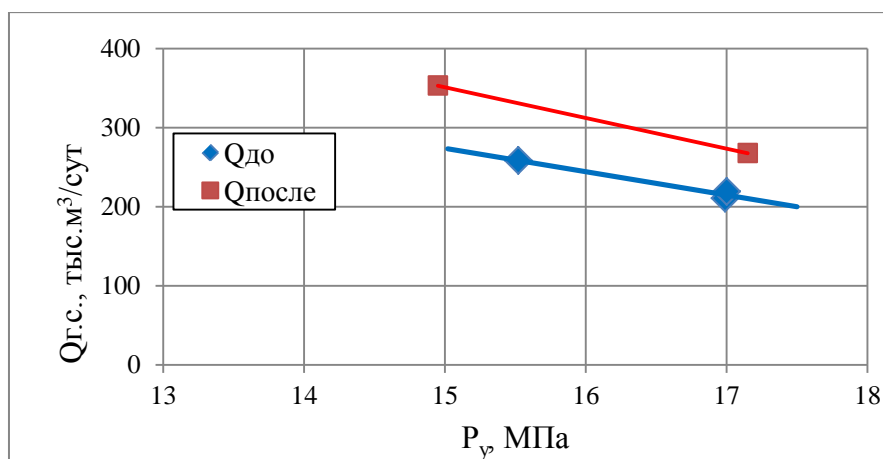


Рисунок 1. Значения дебита и устьевого давления до и после обработки

Многочисленное воздействие кислотой также приводит к увеличению темпов обводненности скважин. В этом случае возможно применение кислотных обработок с изоляцией водоотдающих пропластков.

Суть технологии заключается в использовании эмульсионно-суспензионной системы, способной гелироваться в пластовых условиях, а именно приготовление и закачку в пласт инвертной эмульсии на основе углеводородной дисперсионной среды и дисперсной фазы, в качестве которой используют химически модифицированный дисперсный кремнезем. Дополнительно в качестве дисперсной фазы используют гелеобразующий состав.

Работы на скважинах состоят из двух этапов. Первый из них предусматривает приготовление и закачку водоизолирующего состава для блокировки наиболее проницаемых обводнённых участков пласта. В качестве водоизолирующего экрана используется суспензионно-гелевая система, обладающая ярко выраженными гидрофобными свойствами.

На втором этапе, по истечении 18-20 часов, необходимых для образования в пласте блокирующего экрана, проводится циклическая обработка призабойной зоны пласта раствором соляной кислоты с предварительной закачкой суспензии. При закачке последующих оторочек суспензии модифицированного дисперсного кремнезема обеспечивается возможность регулирования направления воздействия соляной кислоты, что, в свою очередь, приводит к подключению в эксплуатацию ранее не работающих (или слабо вовлеченных в разработку) пропластков [3].

В результате обработки скважин происходит восстановление природных коллекторских свойств карбонатных пластов. При этом кратно снижается возможность прорыва воды к забою скважины.

Результаты применения данной технологии на Астраханском газоконденсатном месторождении представлены ниже [4].

Таблица № 2

Результаты проведения интенсификационных работ с изоляцией водоотдающих пропластков

Вид обработки	№ Обраб.	Изменение дебита		Кратность эффекта
		До	После	
Комплексная обработка ПЗП с применением водоизолирующего состава в 2 этапа	2	47	251	5,3

Столь значительный прирост дебита обусловлен тем, что скважина ранее подвергалась обработке лишь раз, а применение новой системы обуславливало необходимость изучения ее поведения в пласте с заданным составом флюида.

Самоотклоняющая способность системы делает её пригодной для воздействия на большие интервалы слоистых формаций с высокой избирательной способностью слоёв по проницаемости. Система закачивается в виде единой порции жидкости для воздействия и отклонения потока за один этап обработки. Простота самоотклоняющейся системы в сочетании с гибкостью системы обработки делают её применение простым, поскольку дополнительное оборудование не требуется.

Система интенсификации с изоляцией водоотдающих интервалов позволяет проводить обработку на обводненных скважинах, эксплуатирующихся продолжительное время. И хотя эффект изоляции воды длится не-

значительное время, технология дает возможность воздействовать кислотой на те участки, откуда поступает нефть или газ, а не пластовая вода.

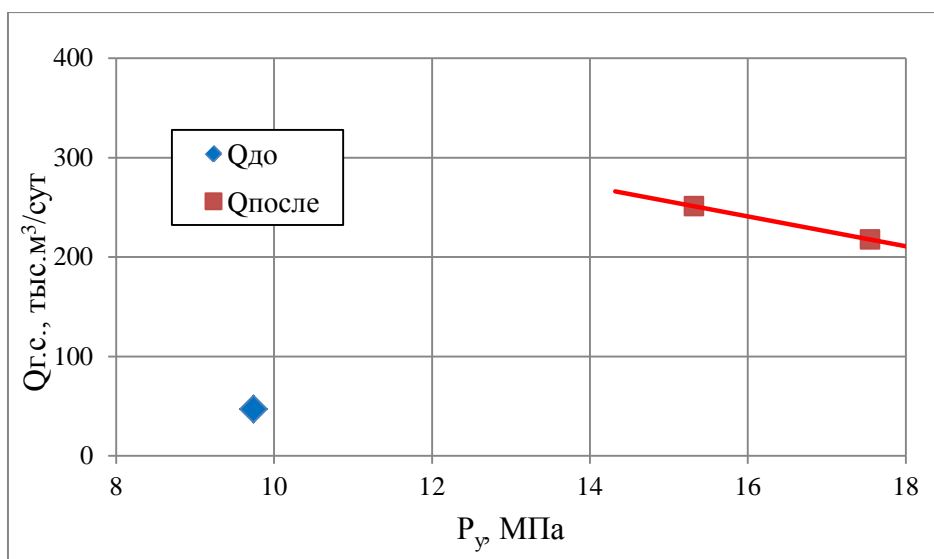


Рисунок 2. Значения дебита и устьевого давления до и после обработки

На основе полученных данных можно сделать следующие выводы:

- Использование ПАВ-отклонителя соляной кислоты позволило увеличить добычные возможности скважин за счёт временной блокировки «промытых» и вовлечения в разработку ранее не обработанных интервалов продуктивного пласта.

- Внедрение технологии интенсификации притока газа с элементами водоизоляции позволило выполнять работы на обводненных скважинах, при этом увеличивать дебит по газу на фоне снижения ВГФ.

- Поиск и внедрением новых реагентов и технологий интенсификации притока обеспечено увеличение объема дополнительной добычи и выполнение плановых показателей выработки запасов.

Однако ключевым преимуществом является рациональная реализация энергии пласта, равномерная выработка продуктивных пропластков и предотвращение преждевременного разрушения скелета породы, что в результате приводит не только к повышению дебита, но и увеличению коэффициента извлечения флюида.

Библиографический список

1. Еремин, Н. А. Современная разработка месторождений нефти и газа / Н. А. Еремин. – Москва : Недра, 2008. – 145 с.
2. Тухтеев, Р. М. Интенсификация добычи нефти из карбонатных коллекторов / Р. М. Тухтеев, Ю. В. Антипин, А. А. Карпов // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 4. – С. 68-70.

3. Оперативный контроль разработки Астраханского ГКМ с целью изучения поведения пластовой системы и прогнозирования эффективной отработки запасов: Отчет о НИР/ Астраханский научно-исследовательский и проектный институт газовой промышленности (АстраханьНИПИгаз). – Астрахань, 2009. – 109 с.

4. Фондовые материалы предприятия ООО «Газпром добыча Астрахань».

Научный руководитель – Мигунова С. В., канд. техн. наук, доцент

НОВОЕ НАСОСНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН

Тимошенко В. Г., Никитин М. Н.

Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, г. Москва

В условиях кратного снижения мировых цен на нефть добыча нефти из малодебитных обводненных скважин становится нерентабельной. В настоящее время фонд нефтяных скважин с дебитом менее 25 м³/сут. составляет порядка 50% от всего фонда скважин. На рис.1 показано распределение малодебитного фонда скважин по основным способам добычи [6] и их характерные недостатки.



Рисунок 1. Распределение малодебитного фонда скважин по способам добычи

Указанные недостатки обуславливают поиск альтернативных способов добычи. Одним из таких направлений является применение насосных установок возвратно-поступательного действия с погружным электродвигателем. Перспективным направлением в данной области является система, состоящая из поршневого насоса с маслonaполненным погружным линейным электродвигателем (ПЛЭД).

В настоящий момент разработкой насосной установки с линейным электродвигателем занимаются ряд как отечественных, так и зарубежных компаний.

Ведущими отечественными компаниями в данной области являются: корпорация «Триол», которая представила на рынке свою установку электро-плунжерного насоса (УЭПН) [6] и ООО «Центр ИТ» с разработкой «Установка насосная с линейным приводом (УНЛП)» [5]. Также разработкой подобной установки занимается китайская компания «Хайлу» (КНР компания «Хайлу», представитель в РФ компания «КитСтройСервис») [4]. Все существующие технические решения имеют ряд критических минусов (рис.2).



Рисунок 2. Проблемы и технические задачи

Эти проблемы в совокупности существенно влияют на энергоэффективность и срок службы всей установки.

Использование таких узлов, как поршневой насос двустороннего действия, маслonaполненный ПЛЭД и его уплотнительный узел поможет решить представленные проблемы и существенно повысит энергоэффективность и надежность всей установки. Таким образом, была разработана принципиальная схема скважинного поршневого насоса с ПЛЭД (рис.3).

Применение поршневого насоса двустороннего действия исключает наличие холостого хода и, соответственно, дает более равномерную загрузку ПЭД, что позволит уменьшить его мощность, а значит – габариты.

Линейный двигатель маслonaполненного типа нуждается в герметизации выходного штока, т.е. исключения или минимизации выноса масла и проникновения флюида. Уплотнительный узел (гидрозащита), обеспечит данные условия работы двигателя.

Исходя из этого, перед нами были поставлены задачи:

- разработать узел уплотнения маслonaполненного линейного погружного электродвигателя;
- разработать поршневой насос двустороннего действия.

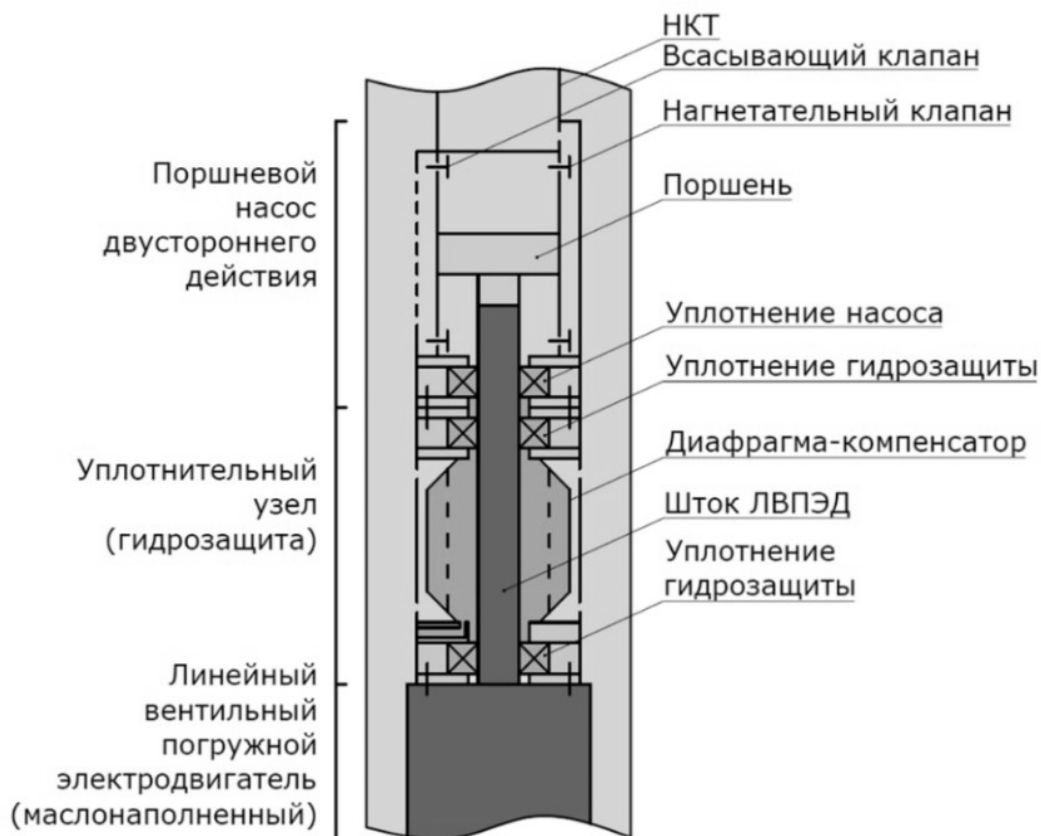


Рисунок 3. Принципиальная схема скважинного насосного агрегата

В проектируемых узлах погружного агрегата базовым компонентом является система уплотнений как выходного штока электродвигателя, так поршня и штоков насоса.

Соответственно, на первом этапе проектирования становится вопрос о выборе системы уплотнений.

Исходя анализа существующих типов уплотнений возвратно-поступательного звена можно сделать вывод, что наилучшим вариантом для обеспечения требуемой герметичности узлов насосной установки может стать механическое уплотнение Пономарева [3], помимо этого для герметизации ПЛЭД может быть применена система с барьерной жидкостью (рис.4) для достижения необходимой минимизации утечек масла и предотвращения проникновения флюида в двигатель.

Универсальное механическое уплотнение (рис.4) [3] представляет собой одну или более пар оппозитно и эксцентрично расположенных металлических колец, связанных с корпусом уплотнения эластичными кольцами; такая конфигурация в большинстве параметров превосходит остальные типы, но не дает абсолютную герметичность. Механическое уплотнение Пономарева обладает существенной особенностью - при герметизации штока выполняет функции радиальной опоры. Использование системы с барьерной жидкостью (рис.5) основано на разности плотностей флюида, БЖ и масла двигателя и несмешиваемости их между собой.

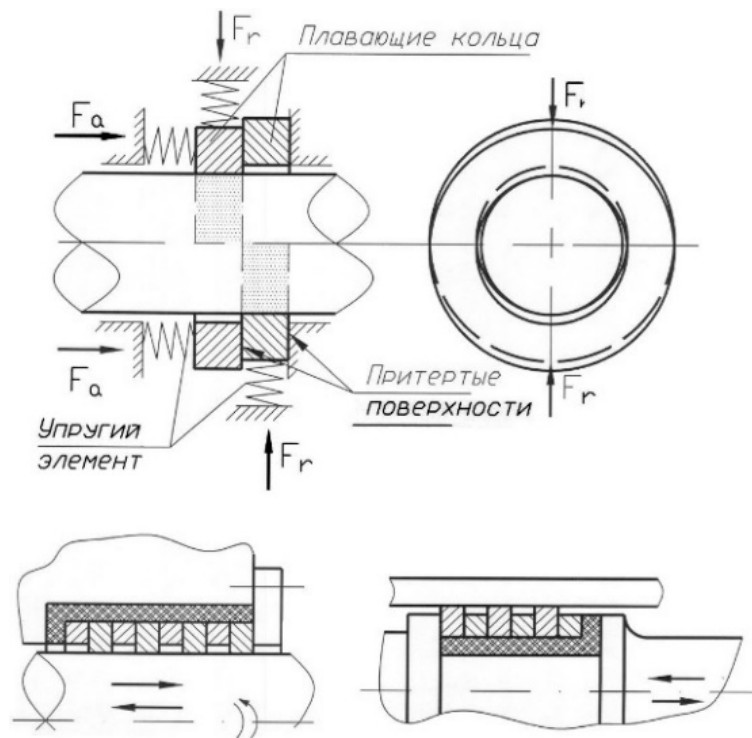


Рисунок 4. Универсальное механическое уплотнение

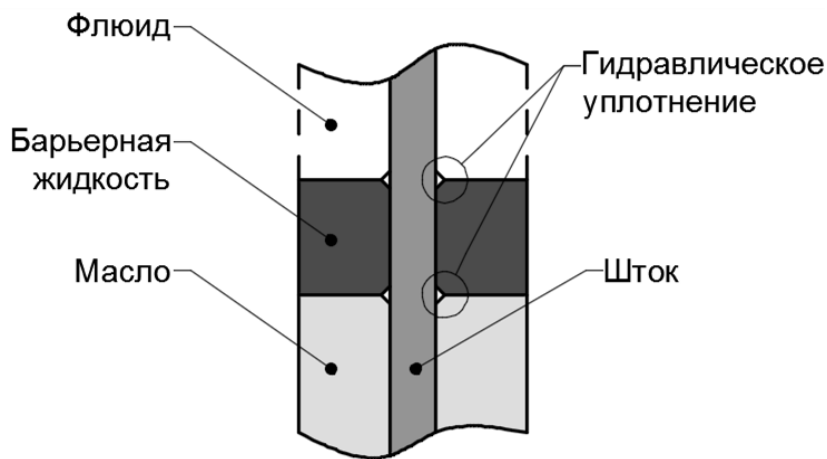
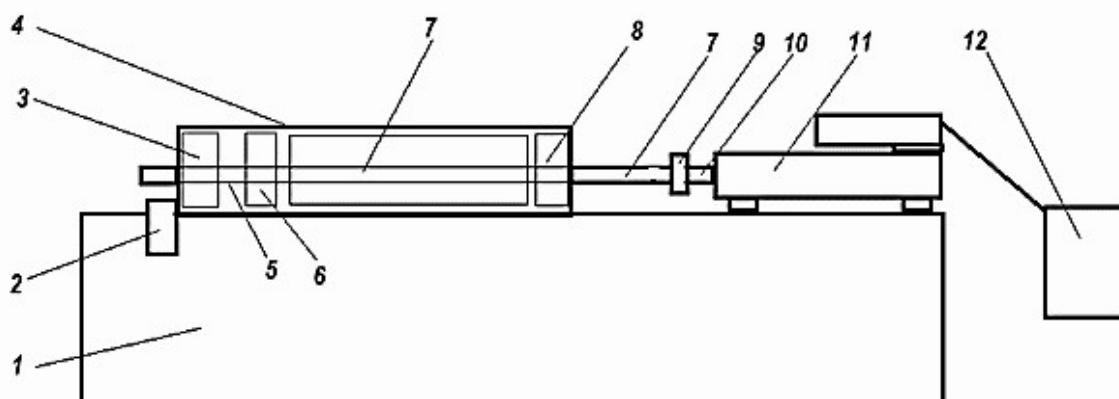


Рисунок 5. Система уплотнений с барьерной жидкостью

Начало работ в данной области на базе кафедры «Машины и оборудование нефтяной и газовой промышленности» РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина отображено в патенте РФ № 171485 [2]. В разрабатываемом проекте описывается принципиально новая конструкция насосной установки, в основу которой легла система «линейный ПЭД – узел уплотнения – поршневой насос двустороннего действия». Для ее разработки были созданы 3D-модели узлов агрегата, оформлен патент на полезную модель, конструкторская документация, паспорт и руководство по эксплуатации разработанного агрегата, изготовлены экспериментальные образцы и стенд (рис.6) для испытаний узла уплотнения и поршневого насоса двусто-

ронного действия. На данный момент закончены ряд испытаний по измерению утечек масла из узла уплотнения при различной степени затяжки механических уплотнений. На следующем этапе планируется произвести выбор зазора в системе «уплотнение-шток» и настройку механических уплотнений.



1-стол; 2-емкость замера утечек; 3-концевое мех.уплотнение; 4-корпус узла уплотнения; 5-буферная жидкость; 6-мех.уплотнение; 7-шток узла уплотнения; 8-концевое мех.уплотнение; 9-соединение штоков; 10 - шток цилиндра; 11-гидроцилиндр; 12-СУ гидропривода

Рисунок 6. Испытательный стенд

Одним из основных показателей установки является значение его КПД. Как известно, КПД установки состоит из произведения КПД составляющих его элементов (рис.7). В данном случае под элементами подразумеваются погружной насос, электродвигатель, передающий энергию элемент, потери в НКТ. Из анализа общего расчетного КПД установок: УЭПН занимает промежуточное положение между УЭЦН и СШНУ (рис.8). Однако благодаря применению маслозаполненного ПЛЭД, насоса двустороннего действия и гидрозащиты маслозаполненного ПЛЭД, планируется достигнуть КПД равное 41%, что превышает КПД применяемых механизированных способов добычи из малодебитных скважин и может сделать его конкурентоспособным на рынке. Данные для сравнений были взяты из журнала “Нефтяная вертикаль”, №15-16/2013. [1]

За последнее десятилетие фонд малодебитных скважин заметно возрос. Проблемы при использовании основных механизированных способов добычи, а также новые разработки в области линейных вентильных погружных электродвигателей (ПЛЭД) дали толчок к развитию бесштанговых плунжерных (поршневых) установок с линейным ПЭД. Опыт эксплуатации подобных установок в КНР и Канаде показал, что применение представленной системы позволит производить отбор нефти из стареющих месторождений и соответственно повысить коэффициент извлечения нефти, благодаря широкому диапазону регулировки подачи насосной установки.

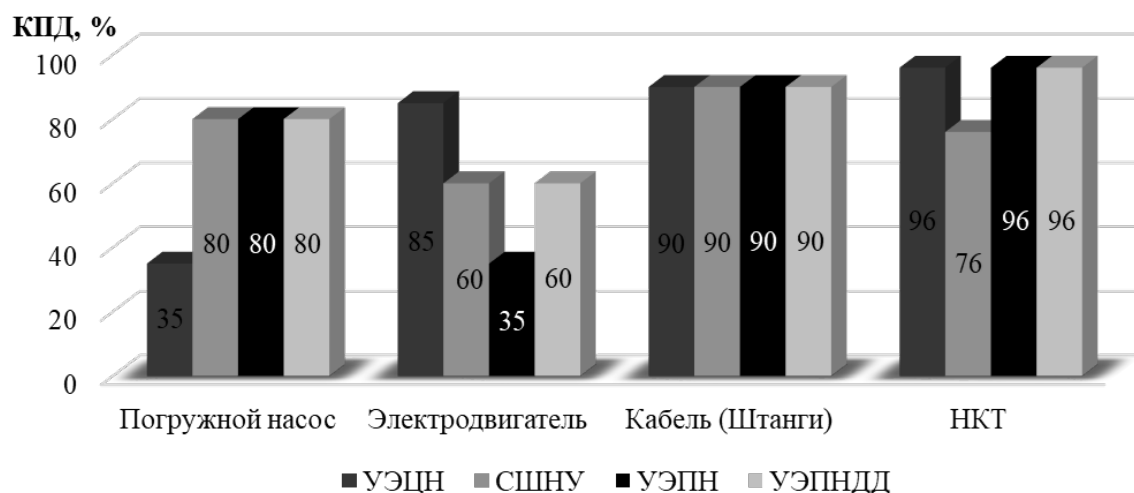


Рисунок 7. Эффективность установки в сравнении с аналогами (эксплуатация малodeбитного фонда скважин)

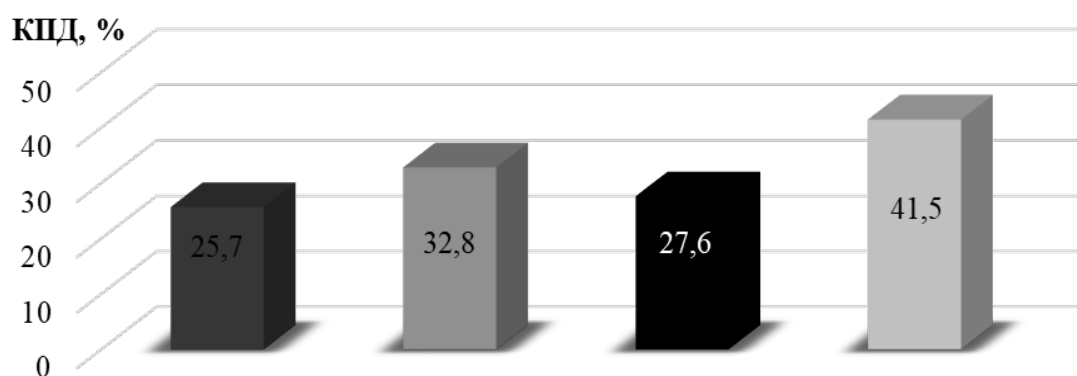


Рисунок 8. Общий расчетный КПД установок

Был проведен анализ существующих погружных плунжерных насосов с линейным приводом, в результате которого был выявлен ряд существенных недостатков: низкая энергоэффективность и малый межремонтный срок эксплуатации. Для решения поставленных проблем был разработан научный проект по созданию скважинной поршневой насосной установки с маслonaполненным погружным линейным электродвигателем.

Библиографический список

1. Дроздов, А. Н. Разработка установки погружного плунжерного насоса с линейным электродвигателем для эксплуатации малodeбитного фонда скважин / А. Н. Дроздов // Нефтегазовая вертикаль. – 2013. – № 13. – С. 68-71.
2. Пат. 171485 Россия МПК F04B 47/06. Установка скважинного плунжерного насоса с погружным линейным электроприводом Ивановский В. Н. и др. Заявлено. 12.12.2016; Оpubл. 01.06.17., Бюл. № 16. – 6 с.: ил.
3. Пат. 2229048 Россия МПК F16J 15/26. Механическое уплотнение Пономарев А. К. Заявлено. 2003.05.07; Оpubл. 20.05.04, Бюл. № 17. – 6 с.: ил.

4. Бесштанговое погружное насосное устройство с чпу: [Электронный ресурс] // КитСтройСервис. 2013 – 2018. URL: <http://kitstroyservice.ru/pogruzhnye-nasosy>. (Дата обращения: 21.01.2018).
5. Установка насосная с линейным приводом: [Электронный ресурс] // Инженерно-технический центр инновационных технологий, 2016 - 2018. URL: <http://www.entechcenter.ru/technologies/ust-nasos/>. (Дата обращения: 21.01.2018).
6. Эффективные решения эксплуатации малодебитного фонда нефтяных скважин: [Электронный ресурс] // Корпорация Триол. 2005 - 2016. URL: <http://triolcorp.ru/problem-exploitation-marginal-wells/>. (Дата обращения: 21.01.2018).

Научный руководитель – Ивановский В. Н., д-р техн. наук, профессор

ОСОБЕННОСТИ РАЗВИТИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ГРП

Туктамышева А.А.

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Статья посвящена сущности технологии гидравлического разрыва пласта (ГРП) и её эффективности.

Вместе с разведкой и освоением месторождений, чтобы обеспечить достаточно высокий уровень добычи нефти и газа, особое внимание выделяется увеличению нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти. Одним из наиболее эффективных методов увеличения темпов добычи нефти и конечной нефтеотдачи является гидравлический разрыв пласта. ГРП начали использовать за рубежом и в России с 1949 года и в настоящее время стал эффективным методом повышения нефтеотдачи в низкопроницаемых пластах, который имеет эффект в 90% случаев.

После применения технологии ГРП дебит скважины возрастает. Метод позволяет «оживить» простаивающие скважины, на которых добыча нефти или газа имеющимися способами уже невозможна или малоэффективна. Кроме того, в настоящее время метод применяется для разработки новых нефтяных пластов, извлечение нефти из которых традиционными способами нерентабельно из-за низких получаемых дебитов [1].

Также ГРП является универсальной технологией, повышающей эффективность разработки, которая позволяет не только вовлекать в разработку гидродинамически не связанные нефтенасыщенные прослои, но также создавать коллекторы малой продуктивности, ввод которых без ГРП технологически не возможен [2].

Сущность ГРП состоит в том, что в скважину закачиваются жидкости под высоким давлением, в результате чего в ПЗС раскрываются существующие трещины или образуются новые. Для предупреждения смыкания этих трещин (после снятия давления) в них вместе с жидкостью закачивается крупнозернистый песок. Что позволяет увеличить проницаемость пород призабойной зоны, а вся система трещин связывает скважину с удаленными от забоя продуктивными частями пласта. Радиус трещин может достигать нескольких десятков метров. Механизм образования трещин при разрыве пласта фильтрующейся жидкостью характеризуется в следующем. В скважине насосными агрегатами создается давление, хорошо фильтрующаяся жидкость сначала проникает в зоны с наибольшей проницаемостью, а затем в менее проницаемые. При этом между пропластками по вертикали создается разность давлений. Чтобы поддерживать трещины в открытом положении, в терригенных породах используют расклинивающий агент – проппант, а в карбонатных породах – кислоту, которая разрушает стенки образовавшейся трещины [3].

В последние годы отечественными и зарубежными специалистами, делались многочисленные исследования в области возможности управления направлением распространения гидравлических трещин. Это является наиболее простым, эффективным и экономичным методом равномерной выработки пластов [4].

Технология ГРП применяется достаточно в широких пределах - от низко до высоко проницаемых коллекторов в газовых, газоконденсатных и нефтяных скважинах. Кроме того, с использованием ГРП можно решать такие задачи, как ликвидировать пескопроявления в скважинах, получать информацию о фильтрационно-емкостных свойствах объектов испытания в поисково-разведочных скважинах [5].

Для того чтобы технология ГРП была эффективна, необходимы следующие условия:

- правильно подбирать скважины кандидаты на ГРП;
- грамотно моделировать процесс;
- хорошо соблюдать технологию моделирования и правильных параметров, необходимых для моделирования;
- качественных подготовительных и заключительных работ;
- освоения скважины после процесса;
- правильного вывода скважины на режим и дальнейшей ее эксплуатации;
- безаварийной работы техники в процессе проведения гидроразрыва.

Как одной из основных оценок успешности технологии ГРП, являются гидродинамические исследования скважин до и после применения технологии ГРП [6]. Проводят оценку параметров пласта и качества проведения технологии ГРП по кривым восстановления уровня.

Также эффективность проведения ГРП на скважинах с годами постепенно снижается. Это объясняется следующими причинами: разбуривают-

ся краевые зоны, увеличивается обводненность по годам из-за низкой начальной нефтенасыщенности пропластков и низлежащих водоносных прослоев, увеличивается обводненность из-за неэффективности применяемой технологии ГРП.

ГРП является дорогостоящей технологией, так как вся обработка с учетом всех агрегатов и материалов достигает более 15000000 рублей. Но можно сказать, что в будущем времени технологии проведения работ по ГРП и применяемые материалы будут совершенствоваться. Потому что нефтяная промышленность не стоит на месте, она все время развивается. Находятся все более эффективные способы добычи нефти, решения проблем связанные с ремонтами скважин, оборудования, охраны окружающей среды [7].

Но стоит отметить что эффект от проведения ГРП длится около 3,5 лет, т.е. данная жидкость разрыва настолько мощна по своей технологии и проппант этот песок может выдержать напряжение горных пород и не смыкаться в течение 3 лет.

Что касается с экологической точки зрения, ГРП не оказывает существенного вреда окружающей среде, эта технология в промышленности имеется уже более 60 лет. Химические добавки, которые закачиваются в процессе ГРП, не представляют угрозы верхним водным слоям.

Обобщая еще раз, повторимся, что технология ГРП является мощной и практически всегда успешной технологией, так как практически все месторождения находятся на завершающей стадии разработки и целесообразно применять методы повышающие дебиты скважин.

Библиографический список

1. Бухаров, А. В. Опыт применения ГРП на скважинах из бурения Восточной части Каменной площади Краснотенинского месторождения / А. В. Бухаров, Е. С. Агуреева, Р. Д. Гафаров // Нефть газ новации. - 2010. - № 3. – С.43-49.
2. Насыров, И. И. Моделирование взаимодействия факторов, влияющих на эффективность операции гидроразрыва пласта / И. И. Насыров, Р. А. Майский // Современные технологии в нефтегазовом деле : Сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х томах. - 2017. - С. 138-141.
3. Михин, А. С. Дренирование запасов нефти, аккумулированных в зонах высокой вертикальной неоднородности коллекторов методом повторного ГРП / А. С. Михин, В. С. Славкин // Нефтяное хозяйство. - 2011. - № 12. – С. 116-119.
4. Майский, Р. А. Исследование повышения эффективности гидравлического разрыва пласта / Р. А. Майский, В. С. Авдеева // Инновационные технологии в промышленности: образование, наука и производство : Сборник материалов Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. - 2016. - С. 394-396.

5. Майский, Р.А. Моделирование процессов при гидравлическом разрыве пласта с использованием специализированных программных продуктов / Р. А. Майский, И. Г. Хасанов // Актуальные проблемы науки и техники : материалы VII Международной научно-практической конференции молодых ученых. - 2014. - С. 48-49.
6. Харисов, М.Н. и др. Анализ характеристик вытеснения по скважинам и эксплуатационным объектам месторождений углеводородного сырья / М. Н. Харисов [и др.]. // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2017. - № 4 (110). - С. 73-83.
7. Майский, Р.А. Экономическая эффективность проектов по охране окружающей среды и природоохранных мероприятий / Р. А. Майский, Ю. А. Павлова, В. С. Проскура // Вестник УГНТУ. Наука, образование, экономика. - 2017. - № 4 (22). - С. 40-47. - Серия: Экономика

Научный руководитель – Майский Р. А., канд. техн. наук, доцент

УТОЧНЕНИЕ СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ЗАЛЕЖИ ПЛАСТА Ю₂₋₃ ЗАПАДНО-ТУГРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Фадеев С. В.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть»
в г. Тюмени

Аннотация. В статье рассмотрены результаты геологоразведочных работ в комплексе с поисковым и разведочным бурением скважин; сейсмогеологическая модель строения пласта Ю₂₋₃; исследовано изменение сейсмогеологической модели залежи пласта Ю₂₋₃; приведены структурные карты и подсчетные планы.

Первичный сейсмический материал не всегда точно отражает меняющуюся по результатам разведочного и эксплуатационного бурения модель геологического строения перспективных на УВ комплексов и участков месторождений. На участках оперативного подсчета запасов УС всегда необходима коррекция и актуализация сейсмогеологических моделей: уточнение структурно-тектонической обстановки, типов ловушки и залежи, сейсмолитологических особенностей, уточнение контуров линий выклинивания и глинизаций путем оперативной переинтерпретации (корреляция, изменение скоростной модели, динамический анализ) сейсмических данных.

Целью работы и основным практическим назначением планируемых исследований является проведение работ по сопровождению оперативного подсчета запасов углеводородного сырья по пласту Ю₂₋₃ на объекте Западно-Тугровского месторождения. Данные мониторинга и актуализации сейсмогеологических моделей (3D/2D) и бурения позволят решить следующие практические задачи:

- возможность актуализации элементов сейсмогеологической модели;
- провести сравнительный анализ последней геологической модели участка оперативного подсчета запасов УВС по нефтеперспективному пласту;
- скорректировать непосредственные параметры объектов УВС: тип залежи, ее размеры, положение контуров нефтегазоносной залежи и характер водонефтяного контакта, элементы неструктурных компонентов объекта, такие как линии выклинивания пласта, зоны глинизации, границы замещения коллекторов.

1. Геолого-геофизическая изученность района работ

Степень геолого-геофизической изученности на рассматриваемом участке работ в пределах Западно-Тугровского месторождения характеризуется сейсморазведочными работами по методике 2D/3D в комплексе с поисковым, разведочным и эксплуатационным бурением скважин, что позволило отобразить полную информацию о геологическом строении изучаемого объекта [1]. Детальная схема изученности отображена на рисунке 1.

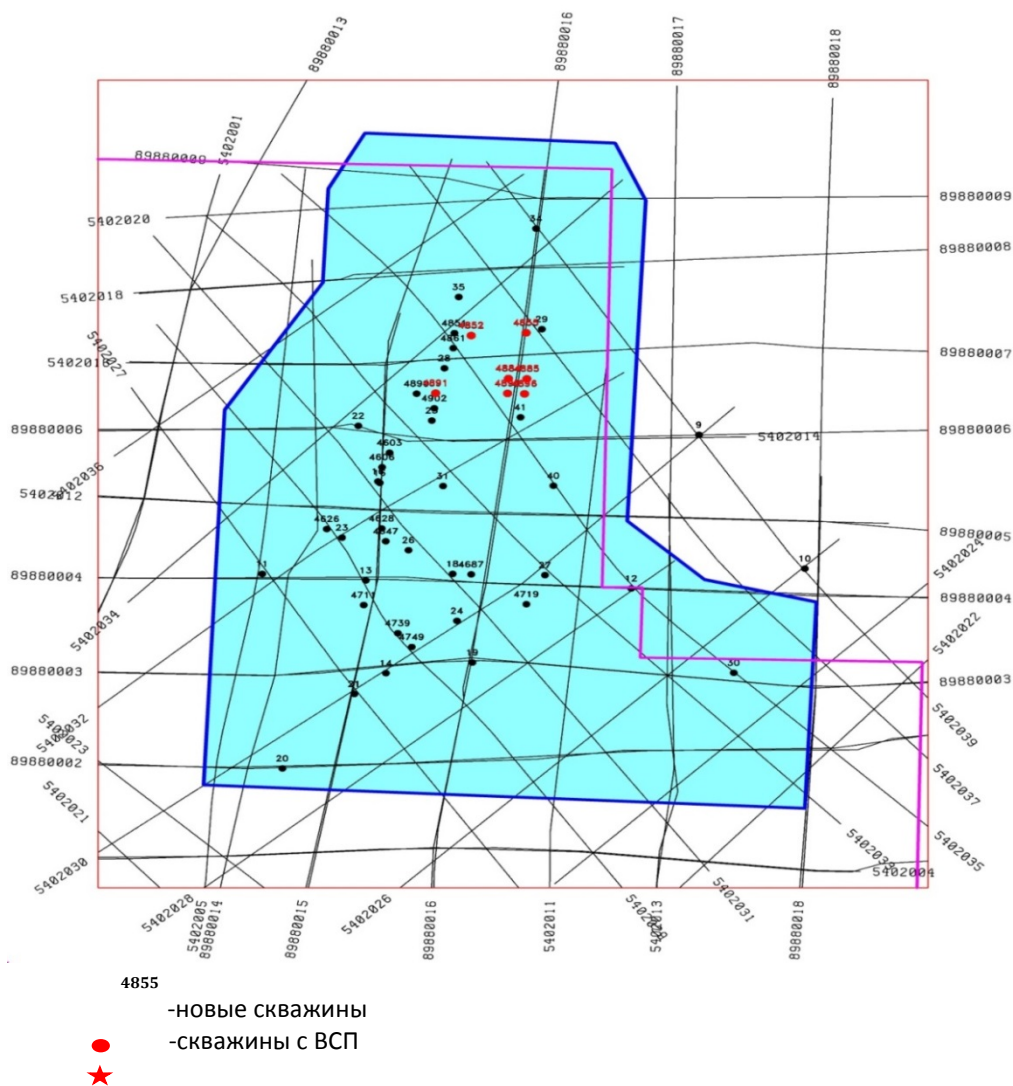


Рисунок 1. Геолого-геофизическая изученность

Последние сейсмические исследования по методике 2D выполнены по данным сейсмопартии 54/02-03 ОАО «Башнефтегеофизика». В 2006-2007 гг. были проведены площадные сейсморазведочные работы 3D сейсмопартии 55/06-07, которые перекрыли профильные наблюдения и полностью характеризуют геологическое строение Западно-Тугровского месторождения. Площадь съемки составила 170,28 км². В 2008 году в «КогальмНИПИнефть» проведена детальная обработка и интерпретация материалов детальных сейсморазведочных работ 3D на Западно-Тугровской площади.

Поисковое бурение началось в 1991 году, когда была заложена первая параметрическая скважина 11. Положительных результатов бурение скважины не дало. По доюрским породам пройдено 633 метра.

- Притоков из большинства объектов не получено, в скважине 11О объект дал пластовую воду. В 1991 г. также началось бурение скважины 13Р, заложенной в южной части переклинали структуры. В скважине была получена нефть с водой из пласта Ю₁₀¹ шеркалинской свиты. Приток нефти был незначительным. В 1992 году была пробурена третья скважина 14Р, которая и явилась первооткрывательницей Западно-Тугровского месторождения, из пласта Ю₂ получен фонтан нефти дебитом 51,5 м³/сутки через 8 мм штуцер. В 1993 году на месторождении пробурены скважины 16Р, 18Р, 19Р. Скважиной 16Р открыта залежь нефти в пласте Ю₁₀¹, из него получен фонтанный приток нефти дебитом 81,6 м³/сутки через 8 мм штуцер. Скважина 19Р оказалась «непродуктивной», а в скважине 18Р были выявлены нефтенасыщенные пласты Ю₂, Ю₃, Ю₄, из отложений шеркалинской свиты получен приток нефти с водой. В 1994 году на месторождении пробурены две скважины: 20Р, 27П.

В скважине 20Р получен приток пластовой воды, а в скважине 27П при совместном испытании пластов Ю₂, Ю₃, Ю₄ непромышленный приток нефти. В апреле 2000 года была пробурена скважина 14Б в 400 метрах к северо-востоку от скважины 14Р. В 14Б при испытании пласта Ю₂ получен приток нефти дебитом 1,6 м³/сутки. С 2001 по 2006 год на исследуемой территории пробурены скважины 21, 22, 23, 24, 26. К настоящему времени на месторождении пробурено 16 поисково-разведочных скважин (11О, 12Р, 13Р, 14Р, 14Б, 16Р, 16Б, 18Р, 19Р, 20П, 21Р, 22Р, 23Р, 24Р, 26Р, 27П).

В настоящее время доказано, что в результате комплексного исследования выявлены:

- *зоны сочленения с газовым контуром пласта Ю₂₋₃ Восточно-Тугровского месторождения;*
- *блоки разрывных тектонических нарушений;*
- *промышленные контуры залежи пласта Ю₂₋₃, которые удалось локализовать путем разделения их на блоки тектоническими нарушениями, а также уровнем ВНК (водонефтяного контакта).*

В результате геологоразведочных работ в комплексе с поисково-разведочным и бурением скважин было доказано, что нефтеносными яв-

ляются отложения нижней юры шеркалинской свиты (пласты Ю₁₀¹, Ю₁₀².) и тюменской свиты (пласты Ю₂₋₃, Ю₄, Ю₅, Ю₆). Бурение эксплуатационных скважин показало, что наиболее продуктивным является пласт Ю₂₋₃ и составляет приблизительно 50 % запасов юрских отложений Западно-Тугровского месторождения.

2. Изменения в сейсмогеологической модели на примере пласта Ю₂₋₃

После последнего оперативного подсчета запасов, выполненного в 2015 году, пробурено 67 эксплуатационных скважин, часть из которых являются субвертикальными: 4852, 4855, 4884, 4885, 4891, 4895, 4896.

Вновь пробуренные скважины позволили уточнить строение структурного каркаса, используемого в качестве структурной основы для составления подсчетного плана. Невязки структурных поверхностей в точках субвертикальных эксплуатационных скважин приводятся в таблице 1. Как показывает таблица, наибольшей погрешностью отличается структурная поверхность доюрского комплекса в районе скважины 4852. Скважина 4852 находится в приразломной зоне (Рисунок 2. Структурная карта по отражающему горизонту Тю₂), что вероятно привело к неподтверждению прогнозных значений глубин [2].

За редким исключением точность структурных построений трехмерной сейсморазведки находится в пределах типовых уровней точности структурных построений для горизонтов юрской группы отложений [3].

Таблица № 1

Отклонения данных априорной сейсморазведки от бурения по стратиграфической кровле пласта Ю₂₋₃

Номер скважины	3D сейсмика	Бурение, ГИС	Отклонение
4852	-2101,9	-2088,8	-13.1
4855	-2086,9	-2081,4	-5.5
4884	-2081,2	-2082,4	1.2
4885	-2088,7	-2082,6	-5.9
4891	-2081,2	-2080,2	-1
4895	-2074,5	-2080,3	5.8
4896	-2092,3	-2092	0.3

Продуктивная толща пласта Ю₂₋₃ на месторождении представлена среднеюрскими отложениями тюменской свиты, которые характеризуются неравномерным переслаиванием песчаников и алевролитов с редкими прослоями аргиллитов [4].

Испытание пласта проведено в 22 поисково-разведочных скважинах, в восьми из которых получен приток нефти, в четырех – приток нефти с водой, еще в четырех – притоки воды с пленкой нефти, в остальных получены притоки пластовой воды. Залежь пласта Ю₂₋₃ линиями тектонических нарушений разделена на четыре блока. Положение ВНК определялось на основе результатов испытания скважин, данных эксплуатации и комплексной интерпретации данных ГИС.

Залежь блока 3 расположена севернее залежи блока 1. Залежь вскрыта одной разведочной (скв. 35Р) и 10 эксплуатационными скважинами на абсолютных отметках от минус 2090,7 м (скв. 35Р) до минус 2098,4 м (скв. 4803). Эффективная нефтенасыщенная толщина по залежи – от 4,8 до 13,1 м, в среднем – 9,2 м. Залежь с юга, запада и востока ограничена тектоническими нарушениями.

Нефтеносность залежи доказана результатом испытания скв. 35Р, в которой из интервалов глубин 2236,2-2238,0; 2231,6-2234,4 и 2225,6-2230,0 м совместно с пластом Ю₄ получен приток нефти дебитом 3,12 м³/сут и воды дебитом 0,86 м³/сутки. По результатам испытания запасы участка залежи отнесены к категории С₁.

Водонефтяной контакт был вскрыт эксплуатационными скважинами в интервале а.о. минус 2123,2-2124,4 м, принят на а.о. минус 2125,0 м.

По типу залежь пластовая, тектонически экранированная, имеет размеры в плане 2,5 x 1,6 км и высоту более 34,0 м.

Залежь блока 4 (новая) расположена на восток от блока 1 и ограничена тектоническими нарушениями, выделенными по сейсморазведке 3D. Запасы залежи при подсчете запасов (2015 г.) выделены в границах блока 1 и оценены по непромышленной категории. После подсчета запасов в залежь блока пробурены две скважины: эксплуатационная скважина 4898 и скважина опережающего бурения с задачами доразведки 4910. Скважины вскрыли нефтенасыщенный коллектор на а. о. минус 2083,5 и минус 2078,7 м соответственно, подтвердив существующий структурный каркас. Скважины прогнозировались в районе девятиметровой изопахиты по предыдущей геологической модели, вскрыли 14,8 и 16,7 м нефтенасыщенного до подошвы коллектора. Скважина 4898 запущена в работу на пласт с дебитом 14,2 т/сутки и обводненностью 33 %.

Водонефтяной контакт не вскрыт и предлагается принять по аналогии с блоком 1 на а.о. минус 2137,0 м.

По типу залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная, имеет размеры в плане 5,6 x 0,5 км и высоту 58,0 м.

Залежь блока 5 (новая) расположена на восток от блока 4 и ограничена тектоническими нарушениями, выделенными по сейсморазведке 3D. Запасы залежи ранее не выделялись и выделены по результатам бурения в блоке 4 скважин 4898 и 4910, в которых по результатам интерпретации ГИС значительные нефтенасыщенные толщины (14,8 и 16,7 м соответственно).

Водонефтяной контакт залежи принят по аналогии с блоком 4 на а.о. минус 2173,0 м.

По типу залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная, имеет размеры в плане 4,3 x 0,5 км и высоту 33,0 м.

Разделение залежей по блокам отображено на рисунке 3.

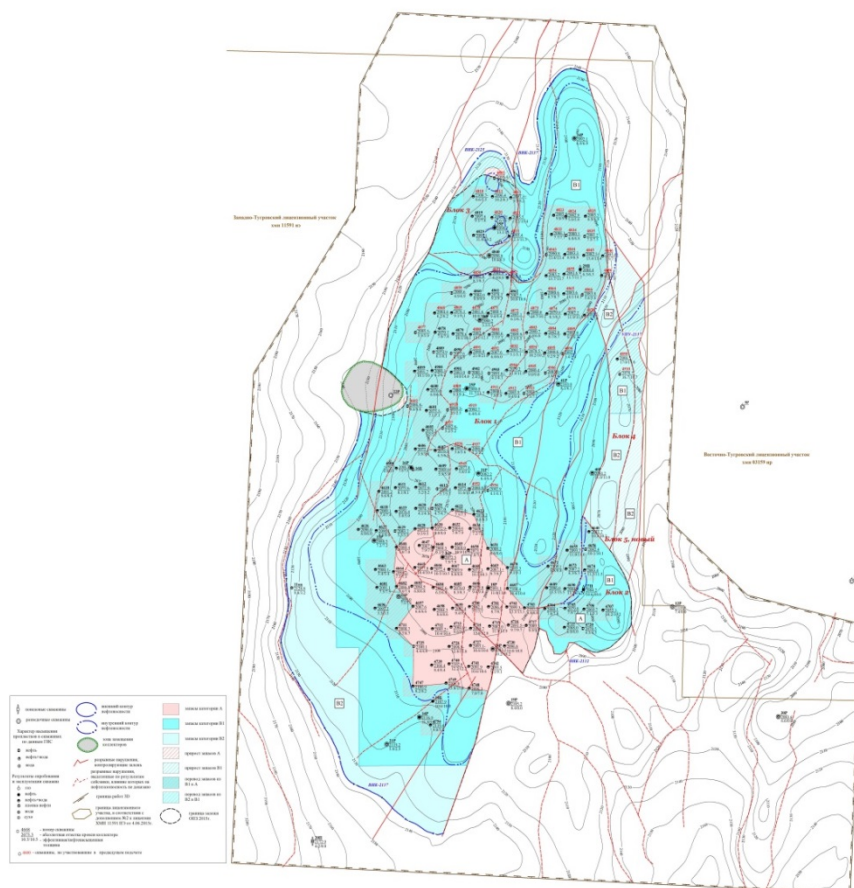


Рисунок 3. Подсчетный план по пласту Ю₂₋₃

Библиографический список

1. Проведение обработки и интерпретации детальных сейсморазведочных работ 3D на Западно-Тугровской площади, выполненных СП 55/06-07 в 2006-2007 гг. / ООО «КогалымНИПИнефть»; исполн.: Балдина Н. А., Михайлова С. В., Милашин В. А. – Тюмень, 2008. – 347 с.
2. Материалы изменений запасов углеводородов по пластам Ю₂₋₃, Ю₄, Ю₅, Ю₆, Ю₁₀₋₁, Ю₁₀₋₂ Западно-Тугровского месторождения / Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, отв. исполн. Баракин В. А. – Тюмень, 2016. – 264 с.
3. Формирование тонкослоистой геологической модели юрских отложений на Западно-Тугровском участке ХМАО методами высокоразрешающей сейсмики / В. А. Милашин [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1997. – № 7. – С. 7-21.
4. Стратиграфия и палеогеография мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь) / Э. О. Амон [и др.]; под ред. В. П. Алексева. – Екатеринбург : Изд-во УГГУ, 2010. – 257 с.

Научный руководитель – Лялин А.В., канд. геол. - минерал. наук

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПРИ ПАРОЦИКЛИЧЕСКОМ ВОЗДЕЙСТВИИ НА СКВАЖИНУ, ПЕРЕСЕКАЮЩЮЮ ВЕРТИКАЛЬНУЮ ТРЕЩИНУ

Филимонова Л.Н.

Тюменский филиал ИТПМ им.С.А. Христиановича СО РАН, г. Тюмень

АННОТАЦИЯ

Разработана аналитическая модель пароциклического воздействия на вертикальную скважину, которая пересекает трещину. Предложенная модель позволяет рассчитывать технологические параметры и эффективность процесса, используя дополнительную добычу нефти. В результате расчётов было показано высокая эффективность процесса пароциклического воздействия, в случае, когда скважина расположена в вертикальной трещине. Положительный эффект достигается в результате увеличения площади воздействия паром.

При разработке месторождений высоковязких нефтей наиболее эффективными являются тепловые методы. Одним из тепловых методов увеличения нефтеотдачи пластов является пароциклическая обработка (ПЦО) скважин. При ПЦО снижается вязкость нефти и происходит очищение призабойных зон от парафинов и асфальтосмолистых компонентов. Также пароциклическую обработку скважин проводят с целью снижения фильтрационных сопротивлений подготавливая пласт к площадному вытеснению нефти[1]. В результате ПЦО скважины её дебит по нефти увеличивается, как правило, в 3–5 и более раз. Технология пароциклического воздействия включает 3 стадии: нагнетание пара, выдержка скважины на пропитку и добыча нефти[2].

Разработана математическая модель и компьютерная программа на основе аналитической модели, которая описывает пароциклическое воздействие на вертикальную скважину, расположенную в вертикальной идеальной трещине конечной длины (рис.1).

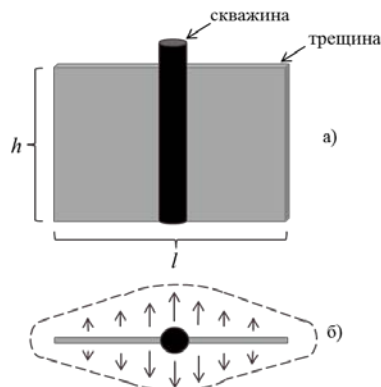


Рисунок 1. а) – профиль трещины, б) – трещина в плане (фронт на этапе закачки).
 h – высота трещины, l – длина трещины

Математическая модель основана на соотношениях теплового баланса, аналогичный подход применён к аналитической модели ПЦО одиночной скважины [3]. В настоящей работе получено аналитическое решение, с помощью которого можно в реальном времени производить оценку максимального эффекта и оптимальных технологических параметров пароциклического воздействия скважин даже на больших месторождениях. В предложенном решении учитывалось изменение концентрации пара в теплоносителе и изменение температуры в зоне горячего конденсата, аналогично работе [4].

Закачка пара осуществлялась в вертикальную идеальную трещину конечной длины l , намного большей радиуса скважины $r_w (l \gg r_w)$. Решение получено для симметричной относительно скважины трещины длиной l . Давление трещины считаем равномерно распределённым по длине. Пласт однородный, изотропный толщиной h и проницаемости k .

Исследование проводилось при следующих исходных данных: толщина пласта - 20 м, пористость - 0,34, проницаемость - 1000 мД, температура - 304 К. Пласт был насыщен нефтью с вязкостью 307 мПа·с и плотностью 920 кг/м³; плотность минералов - 2500 кг/м³, скрытая теплота парообразования - 1025 кДж/кг. Закачиваемым агентом являлся пар с сухостью 0,746 и температурой 613 К. Темп закачки составил 50 м³/сут. Добыча осуществлялась при перепаде давления 20 кПа.

На рисунке 2 представлены изобары симметричной трещины длиной 5 метров на этапе закачки.

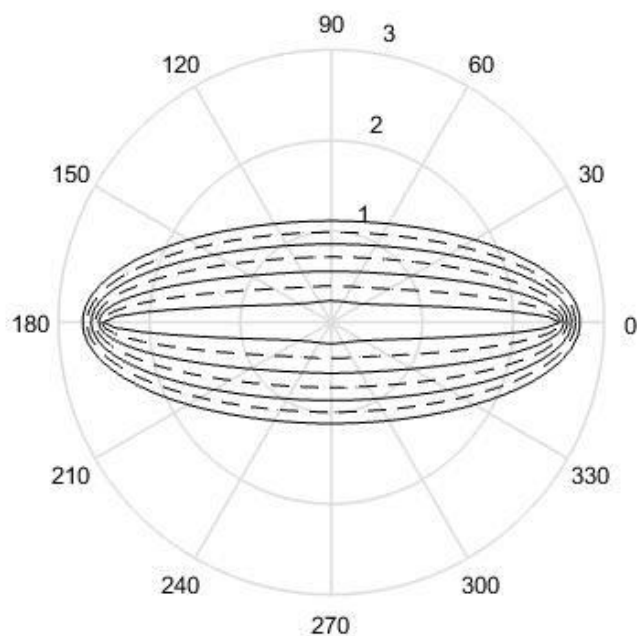


Рисунок 2. Изобары вблизи скважины, трещина длиной 5 м.

На рисунке 3 представлены графики накопленной добычи нефти при пароциклическом воздействии на скважину расположенную в вертикальной трещине и на скважину без трещины при одинаковых временах закачки.

ки, пропитки (выдержки) и добычи, и одинаковом объеме закачиваемого пара. Показано, что в случае, когда скважина расположена в трещине дополнительная добыча нефти выше, чем при отсутствии трещины. Такой эффект достигается в результате увеличения площади воздействия паром. Длина трещины 5м, раскрытость трещины 1мм.

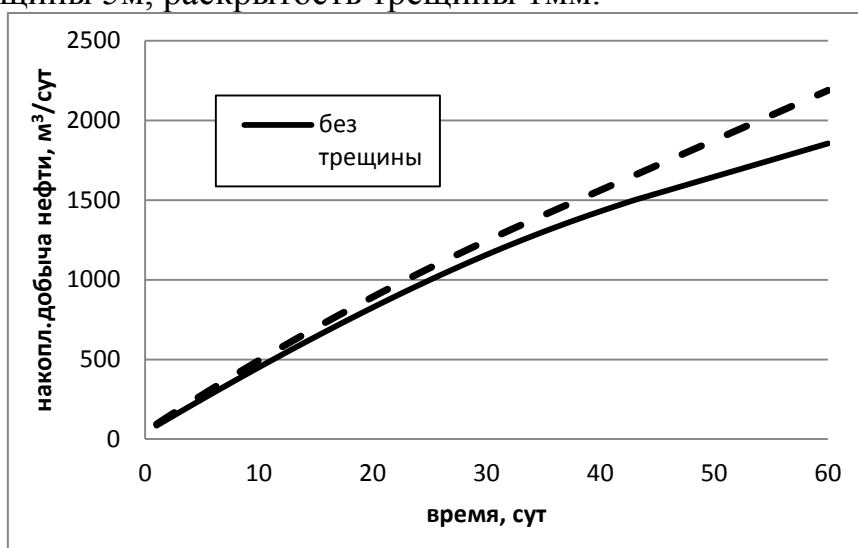


Рисунок 3. Накопленная добыча нефти при пароциклическом воздействии на скважину с трещиной и без трещины

Разработана аналитическая модель для расчетов технологических параметров пароциклической обработки вертикальной скважины, которая пересекает трещину. При одинаковом объеме закачки пара, выполнено сопоставление дополнительной добычи нефти при пароциклическом воздействии на скважину с трещиной и без трещины. Показана высокая эффективность процесса пароциклического воздействия, в случае, когда скважина расположена в вертикальной трещине. Положительный эффект достигается в результате увеличения площади воздействия паром. Заметим, что аналитическое решение позволяет значительно быстрее рассчитывать параметры пароциклического воздействия, поэтому скорость расчёта на базе аналитической модели значительно выше, чем численно на гидродинамических симуляторах.

Библиографический список

1. Малофеев, Г. Е. О механизме притока нефти при паротепловой обработке скважин / Г. Е. Малофеев // Нефтяное хозяйство. - 1986. - № 6.- С. 38-40.
2. Шевелев, А. П. Математическое моделирование циклического теплового воздействия на нефтяные пласты: дис. ... канд. физ - мат. наук. - Тюмень, 2005. - С.72-75
3. Определение оптимальных технологических параметров для пароциклической обработки скважин в случае неопределенности исходной информа-

ции / С. П. Родионов [и др.]. // Техническая конференция SPE «Принятие решений в условиях неопределённости». - Москва, 2014. - 10-11 февраля.

4. Соколюк, Л. Н. Вычисление оптимальных технологических параметров при пароциклическом воздействии на пласт / Л. Н. Соколюк, Л. Н. Филимонова // Известия вузов. Нефть и газ. – 2013. - № 3. - С.56-61.

ОЦЕНКА ВАРИАНТОВ РАЗЛИЧНЫХ СИСТЕМ СБОРА И ТРАНСПОРТИРОВКИ ГАЗА НА УКПГ

Хайруллин А.А., Кирсанов М.С., Назарова Н.В., Мамчистова Е.И.
Тюменский индустриальный университет

В настоящее время для ряда месторождений предполагается строительство одной централизованной установки подготовки газа (УКПГ) и нескольких с ней связанных установок первичной подготовки газа (УППГ). Принципиальная возможность внутри- и межпромыслового транспорта газа (т.е. газожидкостных смесей) на значительные расстояния с гидродинамической точки зрения давно обоснована. При реализации подобных проектов по внутрипромысловому транспорту сырого газа на значительные расстояния целесообразно параллельно разрабатывать и нормы технологического проектирования, содержащие технические требования как на сырой газ, поступающий во внутрипромысловый коллектор, так и на режимы эксплуатации этого коллектора (здесь имеются в виду следующие показатели: термобарические условия; диапазон возможных скоростей потока газа, обеспечивающих вынос жидкой фазы из пониженных участков трассы газопровода; количество подаваемого ингибитора гидратообразования и т.п.).

Далее рассматриваются различные варианты комплектования системы сбора и транспортировки газа на ГКП.

1 Вариант система сбора ГКП

Система промыслового сбора газа ГКП (рисунок 1) предназначена для сбора и транспорта пластовой смеси от существующих кустов скважин № 8, № 9, № 11, № 12, № 13 до установки комплексной подготовки газа (ГКП). Рассматриваемый участок Уренгойского месторождения охарактеризован лучевой схемой сбора газа, при которой газ от кустов по пяти подземным шлейфам подается на ГКП.

Для защиты шлейфов от гидратообразования в пусковой период предусмотрена подача метанола на кусты скважин по метанолопроводам диаметром 57 мм, давлением 20 МПа. Предусмотрена подземная прокладка газосборных сетей с минимальной глубиной заложения 0,8 м от поверхности земли до верхней образующей трубы. На момент проведения комплексного анализа (октябрь 2014 г.) на месторождении эксплуатируются 5

кустов, включающих 19 скважин, 18 из которых находятся в эксплуатации. Перечень действующих кустов и скважин приведен в таблице 1.

Эксплуатация скважин ГКП характеризуется высокими устьевыми давлениями и температурами. В процессе транспорта от скважин до УКПГ устьевое давление газа понижается регулируемыми дросселями до входного давления УКПГ 11,5 МПа. Газ дросселируется дважды: сначала на обвязке устья скважины, при помощи РД Mokveld, затем, поступая по кустовому коллектору, в ЗПА перед входом в т.л. УНТС.

Таблица № 1

Количество кустов и скважин ГКП		
№	Куст	Скважины
1	8	A82, A83, A84
2	9	A91, A92, A93, A94, A95.
3	11	A11, A12, A13, A14
4	12	A21, A22, A23, A24
5	13	A31, A32, A33

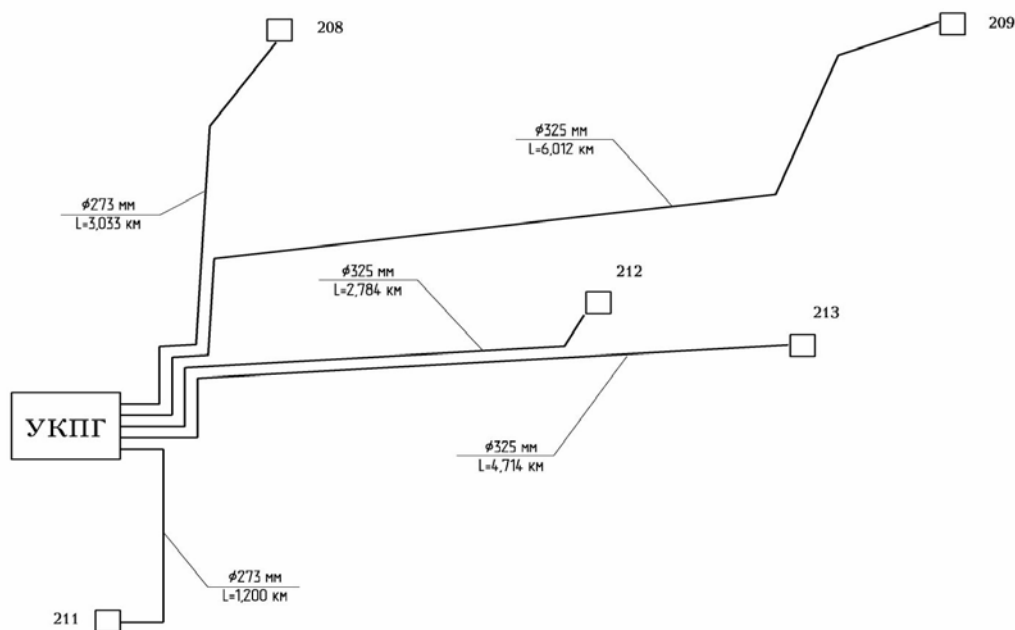


Рисунок 1. Принципиальная схема сбора и транспорта газа

Газоконденсатный промысел (далее – ГКП) Уренгойского НГКМ введен в эксплуатацию в 2009г. и с этого момента началась опытно-промышленная эксплуатация (далее – ОПЭ) второго опытного участка ачимовских отложений УНГКМ.

Товарной продукцией является осушенный газ и конденсат газовый нестабильный (далее – КГН).

Для подготовки товарной продукции предусмотрены три цеха подготовки газа и конденсата (далее – ЦПГиК). Единичная производительность

по газу каждого цеха составляет 5 млн. м³/сутки. В настоящее время эксплуатируется два из них, один находится в резерве.

Подготовка газа на ГКП осуществляется по традиционной схеме низкотемпературной сепарации с применением «отдувки» и рециркуляции метанола.

Проектная температура на уровне минус 30°С в НТС достигается посредством резкого снижения давления газа на блоке эжекторов (эффект Джоуля-Томпсона).

Подготовка природного газа к транспорту осуществляется по следующей технологической схеме (рисунок 2).

Сырой газ со скважин проходит: газосборный коллектор (далее – ГСК) – здание переключающей арматуры (далее – ЗПА) – ЦПГиК – пункт измерения расхода газа (далее – ПИРГ) – межпромысловый коллектор (далее – МПК).

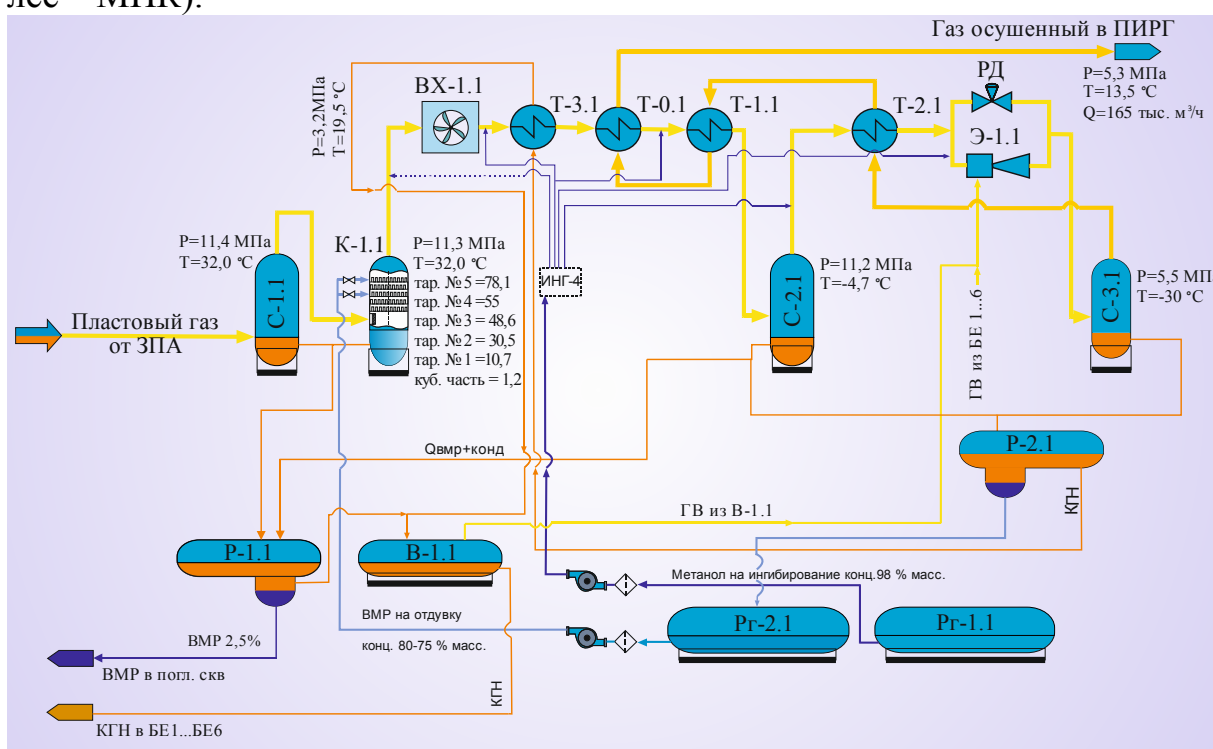


Рисунок 2. Технологическая схема подготовки газа и конденсата ГКП

Технология подготовки на ГКП

Принятая технология подготовки газа и газового конденсата в ЦПГиК №1, 2 и 3 является идентичной. Состав, количество и расположение технологического оборудования в них аналогично.

Рассмотрим более детально процесс подготовки газа на примере одного цеха.

В связи с аномально высокими устьевыми давлениями, на кусте скважин предусматривается снижение устьевое давление до технологиче-

ского давления транспортировки газа по шлейфам на уровне 12,5 МПа. Снижение и регулирование устьевого давления производится на узлах запорно-регулирующей арматуры, куда заводятся выкидные линии от каждой скважины куста. Сырая газожидкостная смесь (далее – ГЖС) от куста скважин по ГСК поступает в ЗПА.

После узла ЗПА ГЖС согласно технологической схеме, представленной на рисунке 2, проходит предварительную очистку от мехпримесей и капельной жидкости во входном сепараторе С-1, затем поступает в колонну – десорбера метанола К-1. Блок десорбера метанола К-1 предназначен для «отдувки» метанола из водометанольного раствора (концентрацией \approx 75-80 % масс.), выделившегося в низкотемпературном сепараторе, до раствора более низкой концентрации.

После десорбера К-1 газоконденсатная смесь, пройдя воздушный холодильник, поступает в рекуперативный теплообменник Т-3 (типа «газ/жидкость»), где охлаждается холодным углеводородным конденсатом, выходящим из разделителя второй ступени. Затем газ проходит последовательно два рекуперативных теплообменника («газ/газ») – Т-0 и Т-1, где охлаждается осушенным газом из низкотемпературного сепаратора, и поступает в промежуточный сепаратор С-2. Далее газ сепарации из С-2 доохлаждается в рекуперативном теплообменнике Т-2 («газ/газ»), проходит блок эжекторов и поступает в низкотемпературный сепаратор С-3.

Углеводородный конденсат из сепаратора первой ступени С-1, десорбера К-1 и промежуточного сепаратора С-2 поступает в трехфазный разделитель Р-1, в котором от него отделяется газ и водометанольный раствор. На вход разделителя второй ступени Р-2 поступает конденсат из низкотемпературного сепаратора С-3. ВМР из С-3 отправляется на рециркуляцию, а углеводородный конденсат, охладив поток сырого газа в рекуперативном теплообменнике Т-3, вместе с конденсатом из разделителя первой ступени Р-1, поступает в выветриватель В-1. Конденсат из выветривателя окончательно дегазируется в буферных емкостях БЕ 1...6, нестабильный конденсат из которых направляется на узел учета нестабильного газового конденсата (далее – УУНГК). Выделившийся газ из выветривателя и буферных емкостей подается в качестве пассивного газа на блок эжекторов, а затем в низкотемпературный сепаратор. Осушенный газ из НТС С-3 охлаждает сырой газ в упомянутых ранее теплообменниках Т-0, Т-1, Т-2 и поступает через ПИРГ в МПК.

2 Вариант система сбора ГКП

Газоконденсатный промысел Уренгойского НГКМ введен в эксплуатацию в 2009г. и с этого момента началась опытно-промышленная эксплуатация (далее – ОПЭ) второго опытного участка ачимовских отложений УНГКМ.

Товарной продукцией является осушенный газ и конденсат газовый нестабильный (далее – КГН).

Для подготовки товарной продукции предусмотрены три цеха подготовки газа и конденсата (далее – ЦПГиК). Проектная производительность по газу каждого цеха составляет 5 млн. м³/сутки.

Подготовка газа на ГКП осуществляется по традиционной схеме низкотемпературной сепарации с применением «отдувки» и рециркуляции метанола.

Проектная температура на уровне минус 30°С в НТС достигается посредством резкого снижения давления газа на блоке эжекторов (эффект Джоуля-Томпсона).

На момент проведения обследования подготовка природного газа к транспорту осуществлялась по технологической схеме, представленной на рисунке 3.

Сырой газ со скважин проходит: газосборный коллектор (далее – ГСК) – здание переключающей арматуры (далее – ЗПА) – ЦПГиК №1 – пункт измерения расхода газа (далее – ПИРГ) – межпромысловый коллектор (далее – МПК).

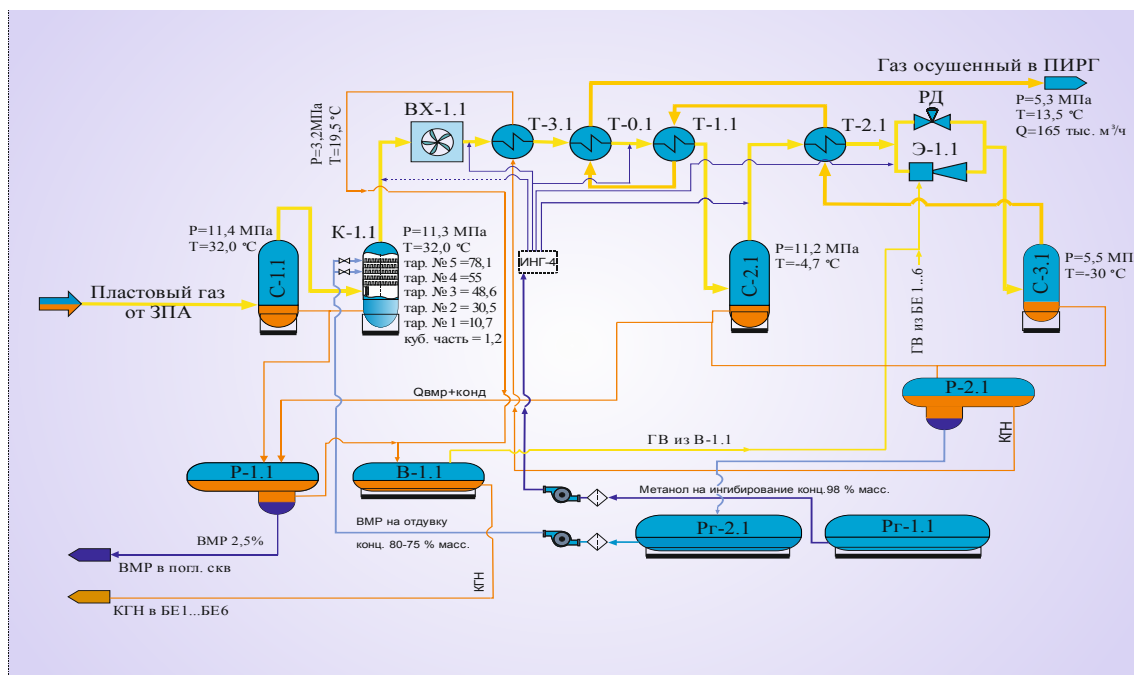


Рисунок 3. Технологическая схема подготовки газа ГКП

В ЦПГиК пластовый газ проходит предварительную очистку от мех-примесей и жидкости во входном сепараторе C-1 и поступает в нижнюю часть колонны – десорбера метанола K-1. В верхнюю часть поступает ВМР с концентрацией ≈ 75-80 % масс.

Из десорбера K-1 газ охлаждается в воздушном холодильнике рекуперативном теплообменнике T-3 (типа «газ/жидкость»), где охлаждается холодным углеводородным конденсатом, выходящим из разделителя второй ступени. Затем газ проходит последовательно два рекуперативных

теплообменника («газ/газ») – Т-0 и Т-1, где охлаждается газом из низкотемпературного сепаратора, и поступает в промежуточный сепаратор С-2. Далее газ сепарации из С-2 охлаждается в рекуперативном теплообменнике Т-2 («газ/газ»), проходит блок эжекторов и поступает в низкотемпературный сепаратор С-3. Газ из НТС С-3, пройдя последующие теплообменники Т-0, Т-1, Т-2, поступает в МПК.

Жидкость из сепараторов С-1, С-2 и десорбера К-1 поступает в разделитель Р-1. В случае увеличения концентрации метанола в Р-1 свыше регламентной нормы (2,5 % масс.), сброс ВМР с С-2 осуществляется в Р-2. В разделитель Р-2 поступает жидкость из низкотемпературного сепаратора С-3. ВМР из Р-2 отправляется на рециркуляцию, а КГН пройдя рекуперативный теплообменник Т-3, смешивается с КГН из разделителя первой степени Р-1 и поступает в выветриватель В-1. Дегазированный КГН из выветривателя В-1 для дальнейшей дегазации направляется в буферные емкости БЕ 1...6 и поступает через насосную станцию в конденсатопровод. Выделившийся газ из выветривателя и буферных емкостей подается в качестве пассивного газа на блок эжекторов и далее в низкотемпературный сепаратор.

Таким образом, еще до составления проекта опытно-промышленной эксплуатации месторождения, расположенного на Крайнем Севере, необходимо детально проанализировать и дать квалифицированную экспертную оценку инженерно-геологическим и криолитологическим условиям территории на основании совокупности всех имеющихся материалов, а в ряде случаев поставить и дополнительные специальные (полевые и лабораторные) исследования, например по изучению мощности и строения многолетнемерзлых пород, особенно это касается верхней части разреза ММП. Один из важнейших практических результатов подобной оценки - выявление наиболее благоприятных участков территории для строительства основных газопромысловых объектов и разработка конкретных рекомендаций по их строительству. В частности, в отличие от месторождений других регионов система размещения эксплуатационных скважин (кустов скважин) выбирается здесь не только в результате гидрогазодинамических расчетов течения пластовых флюидов (критериями в которых обычно служат требования достаточно равномерной отработки залежей и в итоге повышения газо-, нефте- и конденсатоотдачи продуктивных пластов), но и исходя из реалистической оценки инженерногеологических условий территории.

Библиографический список

1. Желтов, Ю. В. Разработка нефтегазоконденсатных залежей с поддержанием пластового давления закачкой воды / Ю. В. Желтов, В. М. Рыжик, В. Н. Мартос // Труды ИГ и РГИ. Физикогеологические факторы при разработке нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений. –Москва : Недра, 1969.

2. Современные перспективные способы эксплуатации газоконденсатнефтяных месторождений Западной Сибири / Р. М. Медведский [и др.]. // Обз. информ. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. Вып. 4. – Москва : ВНИИЭгазпром, 1980.

3. Вяхирев, Р. И. Разработка и эксплуатация газовых месторождений / Р. И. Вяхирев, А. И. Грицеко, Р. М. Тер-Саркисов. - Москва : Недра-Бизнесцентр, 2002. - 880 с.

МЕТОДЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБВОДНЯЮЩИХСЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ЯНАО

Цыганков М.С.

Тюменский индустриальный университет

В работе рассматривается месторождение, расположенное в ЯНАО, На современном этапе эксплуатации сеноманской залежи в связи с общим падением пластового давления, повышением уровня газоводяного контакта, нарушением устойчивости продуктивных коллекторов призабойной зоны пласта, ухудшением технического состояния скважин (негерметичность эксплуатационных колонн и заколонного цемента) происходит рост числа скважин, эксплуатация которых сегодня осложнена накоплением конденсационной жидкости на забое, и число таких скважин будет неуклонно расти [1-5].

Количество самозадавливающихся скважин по кварталам на месторождении представлены на рисунке 1.



Рисунок 1. Количество самозадавливающихся скважин на месторождении

Как видно из рисунка за период 2014-2016 гг. количество таких скважин резко увеличилось, что может привести к серьезному снижению коэффициента извлечения газа из данных скважин. Для предотвращения самозадавливания скважин рекомендуется проведение различных ГТМ.

Продувка ствола является наиболее простым способом предотвращения самозадавливания скважины с точки зрения минимизации временных затрат, используемого оборудования, техники и материалов. При этом периодическое удаление газожидкостной смеси через факельное устройство приводит к снижению негативного влияния воды на выкидную линию и газосборный коллектор (уменьшение влияния коррозионного воздействия и вероятности возникновения гидратно-ледяных пробок).

Однако к недостаткам продувки скважин следует отнести:

- нанесение вреда окружающей среде;
- безвозвратные потери добываемого углеводородного сырья;
- неэффективность применения на скважинах, в которых ЛК спущена над верхними перфорационными отверстиями, при этом расстояние от башмака ЛК до уровня жидкости в ПЗП в динамике составляет более 30-40 м;
- отсутствие продолжительного эффекта и, как следствие, необходимость проведения повторных работ с регулярной периодичностью;
- разрушение ПЗП из-за увеличения депрессии при продувках;
- накопление ПГП и абразивный износ элементов устьевого оборудования вследствие интенсивного выноса механических примесей.

Количество скважин, которые приходится продувать и частота продувок, с каждым годом растут. В таких условиях эксплуатация скважин сопровождается увеличением содержания механических примесей в наземном оборудовании, что приводит к преждевременному выходу из строя штуцеров, задвижек, насосно-компрессорных труб и другого промышленного оборудования.

Исходя из этого, для предотвращения самозадавливания скважин рекомендуется проведение различных альтернативных ГТМ:

- при установке режимов эксплуатации в период сокращения добычи не устанавливать на скважине режим, не обеспечивающий вынос конденсационной жидкости;
- обработка призабойной зоны пласта твердыми ПАВ;
- проведение работ по интенсификации притока газа (обработка призабойной зоны пласта жидкими растворами ПАВ и водометанольным раствором);
- техническое перевооружение скважины путем замены лифтовой колонны на трубы меньшего диаметра, проводится на скважинах, выходящих в КРС;
- применение на скважинах, оборудованных ЛК диаметром 168 мм, системой КЛК.

Наиболее доступным и эффективным методом удаления скапливающейся на забое жидкости является ввод в скважину ПАВ, переводящих жидкость или газожидкостную смесь в пену, которая выносится с забоя скважины даже при низкой производительности скважины. Однако в настоящее время применение ПАВ не всегда эффективно, что связано с отсутствием критериев подбора составов для применения в скважинах с различным типом скапливающейся жидкости (минерализация, химический состав), а также определения влияния различных ПАВ на работу скважин.

Сущность метода обработки скважины ПАВ заключается в том, что при закачке пенообразующего ПАВ в скважину, растворении его в пластовой жидкости и прохождении газа через столб раствора образуется пенная структура, состоящая из пузырьков газа, разделенных пленкой жидкости. Пенообразование обеспечивается снижением поверхностного натяжения воды в ее растворе с ПАВ. При этом плотность пены значительно меньше плотности пластовой жидкости.

Для геолого-технических условий были разработаны составы ПАВ для вспенивания конденсационной воды на забое скважины и выноса ее на устье. В 2015 г. в результате проведенных испытаний технология обработки скважин ПАВ показала свою эффективность - ввод ПАВ на забой скважины является малозатратным и простым методом удаления жидкости. Разработанные составы позволяют удалить конденсационную жидкость, в том числе с примесью пластовой, с забоя скважин, при этом не оказав негативного влияния на газосборную сеть, дожимной комплекс, установки осушки газа и регенерации ДЭГ.

Для работ по проведению обработок разработанными составами ПАВ скважин месторождения был проведен расчет объема столбов жидкостей, периодов задавливания и потребного ПАВ самозадавливающихся скважин, для этого были выбраны 330 скважин, которые отвечали следующим условиям:

- на протяжении всего 2016 г. скорость в НКТ и эксплуатационной колонне будет недостаточной для выноса конденсационной жидкости;
- исключены скважины, в пробах жидкости которых в 2015 г. отмечалось содержание пластовой воды;
- исключены субгоризонтальные скважины;
- исключены скважины, эксплуатирующиеся по пакерной схеме;
- исключены скважины с ППП, перекрывающей интервал перфорации.

Библиографический список

1. Одишария, Г. Э. Прикладная гидродинамика газожидкостных смесей / Г. Э. Одишария, А. А. Точигин / Всерос. науч. - исслед. ин-т природных газов и газовых технологий, Ивановский государственный энергетический университет. - Москва, 1998. - 400 с.

2. Паникаровский, Е. В. Восстановление фильтрационных свойств пород-коллекторов в сложнопостроенных залежах / Е. В. Паникаровский. – Москва : ООО «ИРЦ Газпром», 2006
3. Гидродинамика газожидкостных смесей в трубах / В. А. Мамаев [и др.]. – Москва : Недра, 1969.- 99 с.
4. Гриценко, А.И. Гидродинамика газожидкостных смесей в скважинах и трубопроводах / А. И. Гриценко, О. В. Клапчук, Ю. А. Харченко. – Москва : Недра, 1994. - 238 с.
5. Колдасов, Т. Гидравлическое сопротивление течению газожидкостной смеси в вертикальных трубах. ЭИ "Геология, бурение и разработка газовых месторождений" / Т. Колдасов. – Москва : ВНИИЭГазпром, № 21, 1978. - С. 5-6.

Научный руководитель – Сохошко С.К., д-р техн. наук, профессор

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ

Чухланцева Г.Г.

Удмуртский государственный университет, г. Ижевск

Низкая рентабельность добычи нефти во много связана с невысокой эффективностью существующих систем заводнения нефтяных пластов. Закачка воды в качестве вытесняющего агента не обеспечивает желаемых темпов добычи нефти, добываемая продукция быстро обводняется, при этом на закачку и отделение воды тратится огромное количество энергии.

В настоящее время одним из немногих способов, позволяющих ускорить доизвлечение остаточных запасов нефти и уменьшить закачку воды, является широкомасштабное внедрение различных геолого-технических мероприятий, основанных на изоляции промытых высокопроницаемых зон пласта и ограничении поступления воды.

Применение технологий, направленных на выравнивание профилей приемистости (ВПП), перераспределение фильтрационных потоков и снижение обводненности добываемой продукции, является одним из направлений повышения технико-экономических показателей разработки, особенно при разработке месторождений на поздней стадии, характеризующейся отбором большого количества попутной воды.

В данной статье предлагается рассмотреть основные технологии с целью повышения эффективности операций по ВПП.

Как было отмечено выше, технология проведения обработок должна быть направлена на изоляцию холостой циркуляции закачиваемой в пласт

воды в условиях высокой выработки запасов и повышенных объемов водопромытых зон. Воздействие в таких условиях предполагает увеличение коэффициента охвата пласта в удаленных от нагнетательной скважины зонах, характеризующихся повышенной остаточной нефтенасыщенностью, что требует увеличения объемов закачки рабочих растворов. Наличие трещин на большинстве нагнетательных скважин-кандидатов в свою очередь обуславливает дополнительные требования, заключающиеся в предварительной изоляции каналов трещин. Как показывает опыт применения потокоотклоняющих технологий, последовательная изоляция каналов с различной проводимостью позволяет достичь более высоких технологических результатов от воздействия.

В настоящее время имеется широкий комплекс технологий ВПП. По каждой технологии получение максимального технологического эффекта укладывается в довольно узкий интервал геолого-физических характеристик пластов. Неправильный выбор технологии не только снижает технологическую эффективность обработки, но и иногда приводит к получению отрицательных результатов, которые часто носят необратимый характер и для своего устранения требуют больших материальных затрат. Поэтому правильный выбор технологии воздействия для конкретного объекта является основным этапом работ при применении методов воздействия на пласт и увеличения добычи нефти.

При выборе технологии воздействия на объекте воздействия необходимо учитывать следующие особенности:

- значения проницаемости пород-коллекторов
- наличие трещин ГРП;
- толщина продуктивной части разреза
- пластовая температура
- вязкость нефти

На сегодняшний день имеются многообразные технологии, по физико-химическим принципам воздействия можно выделить следующие основные группы технологий.

Технологии на основе гелей осадкообразующих композиций. К данной группе относятся технологии, основанные на использовании полиакриламида со сшивателем композиций на основе биополимеров, осадкообразующие составы на основе жидкого стекла, водорастворимых электролитов, термогелеобразующих композиций. Для составов данной группы характерно водоизолирующее действие средней жесткости, т. е. по механо-прочностным характеристикам образующиеся гели и осадки занимают промежуточное положение между следующими двумя группами – полимердисперсными и эмульсионными системами.

Технологии на основе полимер-дисперсных и волокнисто-дисперсных систем. К данной группе относятся технологии, основанные на использовании различных макро-дисперсных наполнителей (бентонит,

древесная мука, угольная пыль, резиновая крошка и т.д.), стабилизированных полимерами-флокулянтами, поверхностно-активными веществами, эмульгаторами (закачка полимер-дисперсной системы – ПДС, волокнисто-дисперсной системы - ВДС, эмульсионно-полимердисперсного состава - ЭПДС). Размеры дисперсных частиц в этих составах достигают микронной величины. Данная группа технологий характеризуется «жестким» водоизолирующим действием и предназначена для тампонирования, прежде всего, трещиноватых каналов фильтрации воды.

Технологии на основе обратных эмульсионных систем. Данная группа технологий основана на использовании в качестве основных реагентов эмульгаторов (Нефтехим, Нефтенол-НЗ, Неонол, Синол ЭМ и др.) с добавками различных ПАВ для регулирования нефтеотмывающих свойств (закачка эмульсионных составов - ЭС, нефтеводных эмульсий - НВЭ, эмульсионно-суспензионных составов - ЭСС). Для данной группы составов характерно относительно «мягкое» водоизолирующее действие и они предназначены для применения в низкопроницаемых коллекторах при отсутствии трещин и суперколлекторов.

Необходимо отметить, что использование технологий на основе эмульсионных систем ограничено из-за высокой пластовой температуры для отдельных пластов - при температуре выше 85 °С системы подвергаются обращению фаз, т.е. расслаиваются. Но более важно, что эмульсии при фильтрации через пористую среду практически полностью разрушаются из-за хроматографического разделения компонентов и характеризуются незначительной продолжительностью «жизни» в пласте.

Ниже приводится краткое описание каждой базовой технологии с указанием особенностей, позволяющих рекомендовать или исключить данную технологию для применения в геолого-физических условиях различных продуктивных пластов.

Технологии на основе водорастворимых поликатионитов - наиболее распространенным реагентом в практике применения потокоотклоняющих технологий является полидиметилдиаллиламмония хлорида, известный под торговой маркой ВПК-402. Закачка производится небольшими оторочками 50-250 м³ с разбавлением товарной формы реагента водой до 1-5 % - го раствора. В некоторых модификациях используются композиции ВПК-402 с жидким стеклом в соотношении 1:1 и 1:2 в растворе, а также закачка последовательными оторочками глинистой суспензии плотностью до 1.1 г/см³ с едким натрием до 0,1 % масс. или водного раствора лигносульфоната до 30 % масс. После обработки закачивается буферная оторочка воды, и скважина останавливается до 24 часов на гелеобразование. В целом реологические свойства водных растворов поликатионитов сравнительно низкие, однако они обладают свойством подавления набухаемости глин в заглинизированных продуктивных пластах.

Соответственно, оптимальными условиями их применения являются низкопроницаемые заглинизированные коллекторы. Кроме того, отличии-

тельная черта технологии – сравнительно высокая стоимость поликатионитов, что ограничивает применение данной базовой технологии. Реагент ВПК-402 представляет собой жидкую товарную форму с содержанием основного вещества не менее 25% масс. Учитывая отдаленность многих месторождений, транспортировка жидких товарных форм на промысел месторождений затруднительна и снижает технологичность ее применения.

В технологиях на основе полианионитов применяется полиакрилат натрия с молекулярной массой от 0,5 до 1,0 млн. углеродных единиц (Геопан, Гивпан, ПВВ). Механизм осадкообразования основан на взаимодействии полиакрилата натрия с поливалентными металлами (кальций, магний, алюминий) или соляной кислотой с образованием гелеобразных мыл или творожистого осадка.

Соответственно, для осадкообразования закачивается сшиватель, а при высокой минерализации пластовой воды с содержанием ионов кальция 4% и более (минерализация больше 100 г/л) нет необходимости применения сшивателя.

Технологии на основе неорганических соединений кремния. Наиболее распространенными модификациями является закачка жидкого стекла (силикат натрия) и технологии осадко-гелеобразующих составов. В технологии ОГОС жидкое стекло закачивается в композиции с хлоридом кальция (магния) или соляной кислотой. При последовательной их закачке указанные компоненты образуют гелеобразные осадки, в основном, - гель гидроксида кремния. При закачке в неоднородный пласт с водопромытыми зонами гелеобразная структура формирует потокоотклоняющий барьер и позволяет при последующем возобновлении закачки воды перераспределить фильтрационные потоки. Кроме того, раствор силиката натрия снижает поверхностное натяжение на границе нефть-вода за счет щелочных свойств, что в результате способствует доотмыву остаточной нефти в зонах с низкой текущей нефтенасыщенностью. Использование технологии ОГОС не ограничено высокими температурными условиями. Отличительная черта технологии – вероятный необратимый тампонаж зон воздействия вследствие кристаллизации диоксида кремния, что допустимо только на поздних стадиях разработки.

Учитывая также, что товарные формы реагентов – жидкие, причем используются сравнительно концентрированные растворы (6-12%), для обработки скважин потребуются значительные затраты на закупку необходимых объемов реагентов и на их транспортировку. По указанным причинам обработки по данной технологии не рекомендуются.

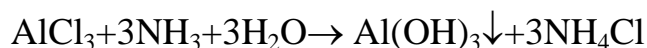
Технологии на основе неорганических реагентов, выделенные в две группы – осадкообразующие и термогелеобразующие. В качестве осадкообразующих используются технологии ССС (сульфатно-содовая смесь), ДООС (дисперсные осадкообразующие составы). Отрицательным моментом технологии ССС является образование сульфата кальция, что рано или поздно приводит к отложениям гипса.

Наиболее широко на месторождениях Западной Сибири распространено применение технологии ДООС. Процедура обработки включает последовательную закачку в нагнетательные скважины водной суспензии дисперсного наполнителя - модифицированного бентонитового глинопопорошка, закачку растворов фосфата натрия и хлорида кальция в качестве осадкообразователя. Закачка производится оторочками (циклами) указанных компонентов. Отличительная черта технологии – возможный необратимый тампонаж зон воздействия, что допустимо только на поздних стадиях разработки. Кроме того, относительно высокий расход реагентов требует высоких затрат на транспортные расходы, что в условиях отдаленности месторождений накладывает ограничение на применение технологии.

Термогелеобразующая композиция Галка разработана в ИХН СО РАН под руководством д.т.н. Л.К.Алтуниной. Физико-химическая сущность процесса создания барьеров для фильтрации воды в продуктивном пласте на основе термогелеобразующих составов заключается в том, что под воздействием температуры продуктивного пласта происходит химическое превращение компонентов с образованием геля гидрата окиси алюминия. При температуре выше 70 °С карбамид в водной среде гидролизует с образованием аммиака и двуокиси углерода по схеме:



Выделяющийся аммиак образует щелочную буферную систему (рН≈9.0-10.5). При этом из хлорида алюминия образуется гель гидроксида алюминия:



Образующийся гель препятствует фильтрации воды в водонасыщенной части продуктивного пласта и приводит к перераспределению фильтрационных потоков, выравниванию профиля приемистости нагнетательных скважин. Дополнительным положительным эффектом является то, что образующийся диоксид углерода повышает подвижность нефти в пористой среде. Реологические свойства геля и подвижность его в пористой среде регулируются степенью разбавления закачиваемого рабочего раствора. На отраслевом рынке предлагаются как сухие товарные формы (Галка-С, Термогель), как и жидкие (РВ-3П-1). Преимуществом термогелеобразующих систем является однокомпонентность состава и образование геля одновременно во всем объеме закачанной оторочки.

Необходимо отметить, что критерием, ограничивающим применение данной технологии, является малое значение начального напряжения сдвига гелей на их основе. Это требует повышения концентрации реагента в рабочих растворах, в особенности при наличии трещин и суперколлекторов на участках воздействия.

Технологии на основе закачки биополимеров (БП-92, ксантан) представляют собой закачку природных полимеров как альтернатива приме-

нию синтетических полимеров. Основными преимуществами для данных технологий считается повышенная устойчивость к деструкции различного характера, устойчивость при высокой минерализации вод. Кроме того, биополимеры термостабильны при температуре среды до 120 °С, а некоторые представители до 150 °С, что выше по сравнению с составами на основе полиакриламида и покрывает практически весь температурный диапазон разрабатываемых месторождений.

Однако высокая стоимость товарного реагента ограничивает применение данной технологии. Производимый в России товарный биополимер марки БП-92 представляет собой разбавленный водный раствор (содержание полисахарида не более 1% масс.), что накладывает определенные трудности по доставке на отдаленные месторождения и усложняет логистику обработки скважин. Кроме того, биополимеры подвержены биодеструкции, что требует применения биоцидов и, соответственно, приводит к удорожанию.

Окончательный выбор технологий воздействия для реализации ПОТ из рассмотренных выше технологий можно провести исходя из следующих критериев:

- наличие или отсутствие трещин (линейного потока фильтрации воды) на участке воздействия;
- объем закачки;
- стоимость закачки 1 м³ раствора.

При этом исходим из следующих соображений. Если объект воздействия характеризуется повышенной нефтенасыщенной толщиной, это обуславливает необходимость закачки повышенных объемов рабочих растворов, что необходимо для увеличения удельного расхода рабочего раствора на метр эффективной толщины объекта воздействия и, в свою очередь, для эффективной изоляции водопромытых каналов. Очевидно, что повышение объемов закачки для эффективной изоляции в условиях повышенных нефтенасыщенных толщин приведет к удорожанию стоимости проведения работ.

В группу наиболее дешевых по удельной стоимости 1 м³ раствора относятся технологии на основе полиакриламида, полимер-дисперсные составы и осадкообразующие составы на основе неорганических реагентов. Кроме того, все реагенты представляют собой сухие товарные формы, что обеспечивает простоту и удобство логистики доставки. Приготовление рабочих растворов реагентов возможно непосредственно на кустах скважин при малом расходе товарных форм.

Выводы и заключение.

Повышение эффективности процесса разработки может быть достигнуто, в том числе, посредством применения технологий ВПП, направленных на снижение обводненности продукции скважин, сокращение объемов попутно добываемой воды и снижение непроизводительной закачки.

В работе описаны и обоснованы наиболее эффективные технологии выравнивания профиля приемистости.

Исходя из вышеизложенного, по всем показателям наиболее применимыми являются технологии на основе полимеров акриламида (ПАА) в различных модификациях и технологии на основе дисперсных составов.

Библиографический список

1. Жуков, Р. Ю. Обоснование применения технологий по выравниванию профиля приемистости на поздней стадии разработки нефтяных месторождений): Автореф. дис... канд. техн. наук: 25.00.17 – Москва, 2013.
2. Жуков, Р. Ю. Применение физико-химических технологий воздействия на завершающей стадии разработки месторождений / Р. Ю. Жуков, А. М. Петраков, А. В. Серов // Нефтяное хозяйство. - 2011. - № 4. - С.12-15.
3. Научно-инженерное сопровождение работ по выравниванию профиля приемистости нагнетательных скважин Хохряковского месторождения.

Научный руководитель – Шайхулов А.М., к.т.н., доцент

ЗАБОЙНЫЙ ТЕПЛОГЕНЕРАТОР ДЛЯ ОБОГРЕВА ПЛАСТА ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

Шаньгин Е.С., Колесник С.В.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Введение

Промысловая практика показывает, что в пластах, насыщенных высоковязкими нефтями (ВВН), зачастую отсутствует приток нефти из пласта, проявляются аномальные свойства нефтей, не характерные для ньютоновских жидкостей. Жидкости с такими аномальными свойствами называются неньютоновскими. Это жидкости, не следующие модели линейно-вязкой жидкости, для которой имеет место линейная изотропная связь между тензорами напряжений и скоростей деформации. Такими жидкостями являются высоковязкие нефти, содержащие высокомолекулярные компоненты – парафины, асфальтены и смолы. Наличие у всех этих жидкостей аномальных свойств, отличающих их от ньютоновских, объясняется особенностями молекулярных структур и внутренних, молекулярных движений. Наиболее широкое распространение имеют «вязкопластичные» жидкости, в которых наряду с вязкостью проявляются пластические свойства, заключающиеся в наличии у жидкости некоторого предельного напряжения сдвига, только после достижения которого жидкость начинает течь. Описание фильтрации вязкопластической жидкости в пористой среде

было предложено А.Х. Мирзаджанзаде в виде обобщения закона Дарси с введением предельного градиента сдвига. Отсутствие фильтрации особенно характерно для малопроницаемых пластов, содержащих высоковязкие нефти с предельным градиентом сдвига.

Одним из перспективных способов воздействия на пласт с целью вызова притока флюида, интенсификации его добычи, может быть нагрев пласта.

1. Обзор забойных теплогенераторов

1. Известен скважинный парогазогенератор, включающий камеру сгорания с запальным узлом и выходным соплом, трубы для подвода воздуха, топлива и воды, с резонирующим элементом в запальном узле, размещенным в трубе для подвода воздуха. По сравнению с паропередвижными установками и установками нагрева горячей нефтью в нём уменьшены энергозатраты, т.к. теплота подводится непосредственно к участку тепловой обработки скважины. Однако для прототипа характерна сложность устройства и эксплуатации, связанная с наличием трёх трубопроводов (топливного, водяного, воздушного), с размещением у скважины насосного и компрессорного хозяйства, систем очистки воды и воздуха [А.с. SU № 1222822, 1986].

2. Известен тепловой метод увеличения нефтеотдачи пласта с использованием забойного электрического парогенератора производящего дополнительную теплоту, необходимую для получения пара из предварительно нагреваемой на поверхности воды, закачиваемой в скважину. Образующийся в забойном парогенераторе пар (или пароводяная смесь) подаётся в нефтяной пласт.

Недостатком данного технического решения является то, что для питания электроэнергией забойного электрического нагревателя необходим спуск в скважину трёхжильного электрического кабеля. Эксплуатация электронагревателя и электрического кабеля обычно осложняется нарушениями изоляции, особенно в месте соединения электрического кабеля с электрическим нагревателем, образованием наведённого электромагнитного поля и электрических токов вокруг скважины, приводящих к интенсивной коррозии труб и скважинного оборудования. Коэффициент полезного действия такого способа получения пара низкий [Пат. USA № 4694907, 1987].

3. Известен способ добычи тяжёлой вязкой нефти нагнетанием теплоносителя (пара) и газа. Способ предусматривает нагнетание в пласт через скважину горячего пара и горячего неконденсирующегося газа. Пар с газом перед подачей в скважину смешивается на устье. Нагнетание в скважину смеси пара с газом чередуют с нагнетанием только одного горячего неконденсирующегося газа. Горячий неконденсирующийся газ нагнетается в пласт непрерывно при давлении ниже давления разрыва пласта, пока дебит нагнетаемого газа не достигнет заданного уровня. Операции нагнетания пара с газом и нагнетания газа чередуются, пока пласт и содержащаяся в нём нефть не будут нагреты до соответствующего уровня.

Недостатком данного способа является то, что необходимо иметь на поверхности систему сжатия газа до давления, позволяющего осуществлять его смешивание и закачку в пласт вместе с теплоносителем. Это сильно осложняет проведение процесса, т.к. сооружение и эксплуатация компрессоров обходится очень дорого

[Пат. USA 3948323, 1976].

2. Постановка задачи

Методы подогрева ВВН путём организации внутрипластового горения достаточно хорошо изучены, имеют свои достоинства и недостатки. Среди недостатков можно отметить необходимость преодоления пластового давления при закачке в пласт горючей смеси. Это требует использования достаточно сложного и дорогого компрессорного оборудования, что в конечном итоге влияет на повышение себестоимости добычи ВВН.

Задача: применить газопламенный подогрев продуктивного пласта ВВН, свободный от недостатков, т.е. необходимо организовать генерацию тепла газопламенным методом в призабойном пространстве без использования компрессоров высокого давления.

Цель - снижение затрат на термическую обработку продуктивного пласта и, в конечном счёте, уменьшение себестоимости добычи ВВН.

3. Техническое предложение

Для исключения влияния столба жидкости на давление горючей смеси, подаваемой в забойную часть скважины, необходимо изолировать зону горения от воздействия пластового давления. Задача теплогенерации газопламенным методом может быть решена с учётом следующих исходных данных:

- глубина скважины - 2000 м;
- тепловая мощность теплогенератора - 70÷100 кВт;
- состав горючей смеси - воздух и попутный нефтяной газ (метан, пропан и пр.);
- давление компонентов горючей смеси - 4÷6 атм.;
- способ поджигания горючей смеси - электроискровой.

Для получения тепла методом, соответствующим приведённым данным, предлагается конструкция, схема которой приведена на рис.1.

Для обогрева продуктивного пласта, содержащего ВВН, в межтрубное кольцевое пространство обсадной колонны 1 (рис. 1) закачивают теплоноситель - нефть. Двигаясь сверху вниз, нефть в призабойной зоне нагревается до температуры 100÷120°С от контакта с теплообменником 5. Нагретая нефть через перфорации в забойной части обсадной колонны 1 поступает в пласт и отдаёт тепло высоковязкой нефти.

Теплогенератор выполнен в виде колонны НКТ 2 (рис. 1), забойная часть которой заглушена. Диаметр НКТ 3÷3,5". Внутри НКТ помещена колонна трубчатых штанг 3 (рис. 1), внутри которых коаксиально размещена топливная трубка 8 (рис. 2).

Трубчатые штанги 3 выбираются из технологического ряда промышленно выпускаемых штанг для скважинных штанговых насосных установок. С помощью центрирующих шайб 7 (рис. 2) внутри штанг 3 закреплены топливные патрубки 8, соединяемые конической разделкой концов отрезков патрубков 8. Такое соединение позволяет параллельно-раздельно подавать компоненты горючей смеси к забюю. В призабойной зоне колонна штанг 3 соединяется с горелкой 4 (рис. 1).

Горелка 4 представляет собой эжектор, содержащий сопло 10, соединённое с воздушным каналом, образованным колонной трубчатых штанг 3 (рис. 1 и 2). Центральный патрубок подвода топливного газа соединён с эжектируемым патрубком 11 горелки 4 (рис. 3)

При подаче воздуха и горючего газа по коаксиальному трубопроводу, состоящему из колонны трубчатых штанг 3 и коаксиально размещённого патрубка топливного газа 9 (рис. 2), они под небольшим давлением (6 атм.) подаются в забойную часть НКТ 2 и смешиваются в горелке 4 (рис. 3). Для возбуждения горения смеси газов на колонну трубчатых штанг 3 подают высоковольтный разряд (12÷20 тыс. В), который вызывает появление искры в зазоре $\lambda \approx 5$ мм между одним из контактов контактной системы 10 (рис. 3) и внутренней стенкой НКТ 2. Дежурные импульсы подаются с периодичностью 5÷15 с непрерывно с начала подачи ингредиентов горючей смеси в забойную часть НКТ.

Тепло, получаемое при сгорании топливной смеси, передаётся через теплообменник 5 (рис. 1) жидкости-теплоносителю (нефти), подаваемой с поверхности и после нагрева попадающей в пласт. Отработавшие выхлопные газы поднимаются по НКТ, попутно отдавая часть тепла движущемуся им навстречу теплоносителю и топливным ингредиентам.

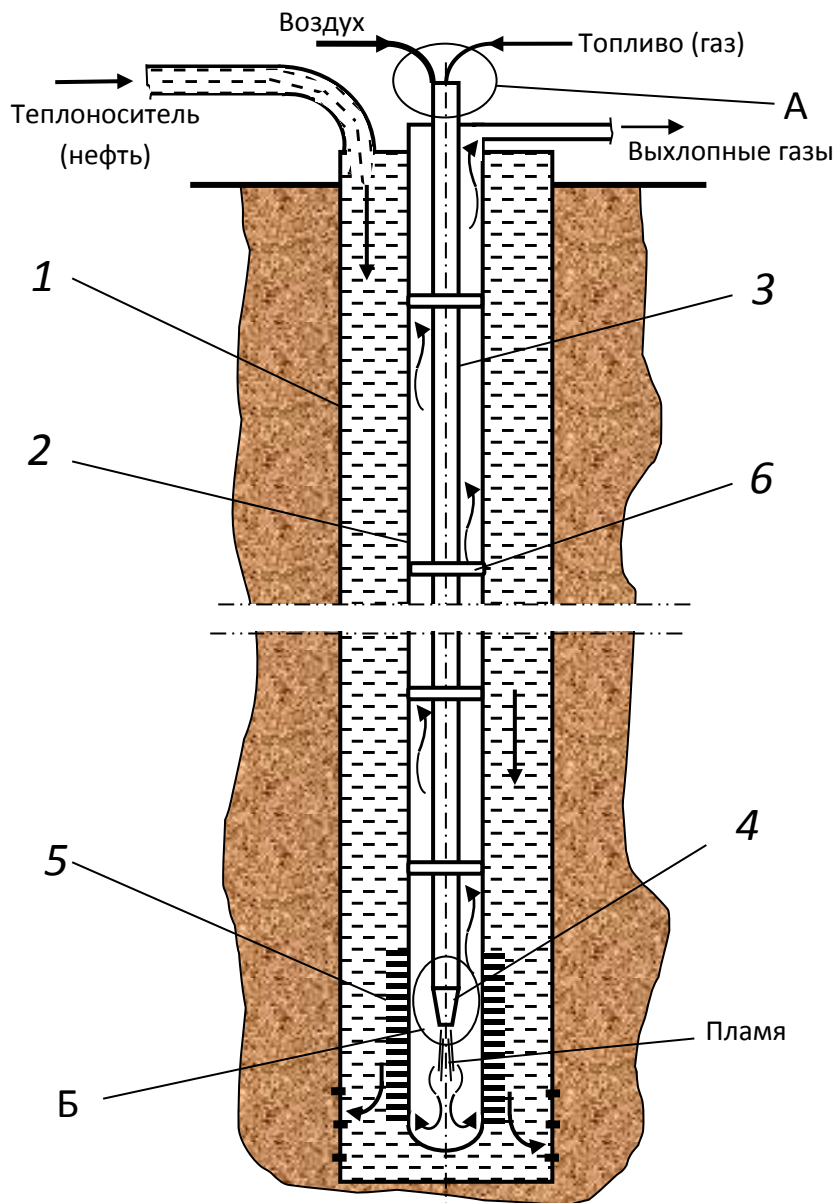


Рисунок 1. Схема обогрева пласта ВВН газопламенным способом
 1-обсадная колонна; 2-НКТ; 3-колонна трубчатых штанг; 4-горелка;
 5-теплообменник; 6-центрирующая электроизоляционная шайба

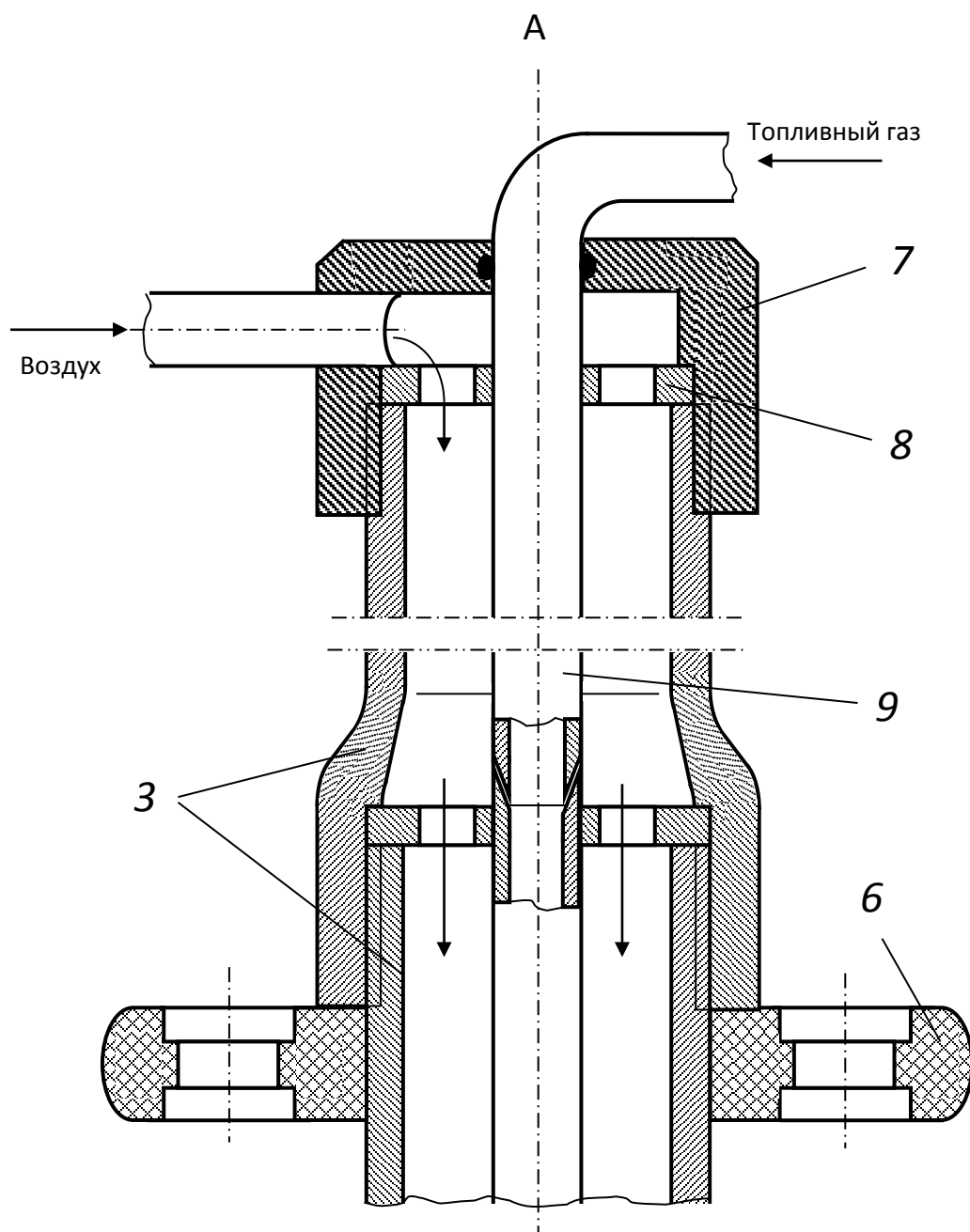


Рисунок 2. Схема соединения трубчатых штанг
 7-верхняя гайка колонны штанг; 8-центрирующая шайба;
 9-коаксиальный патрубок топливного газа

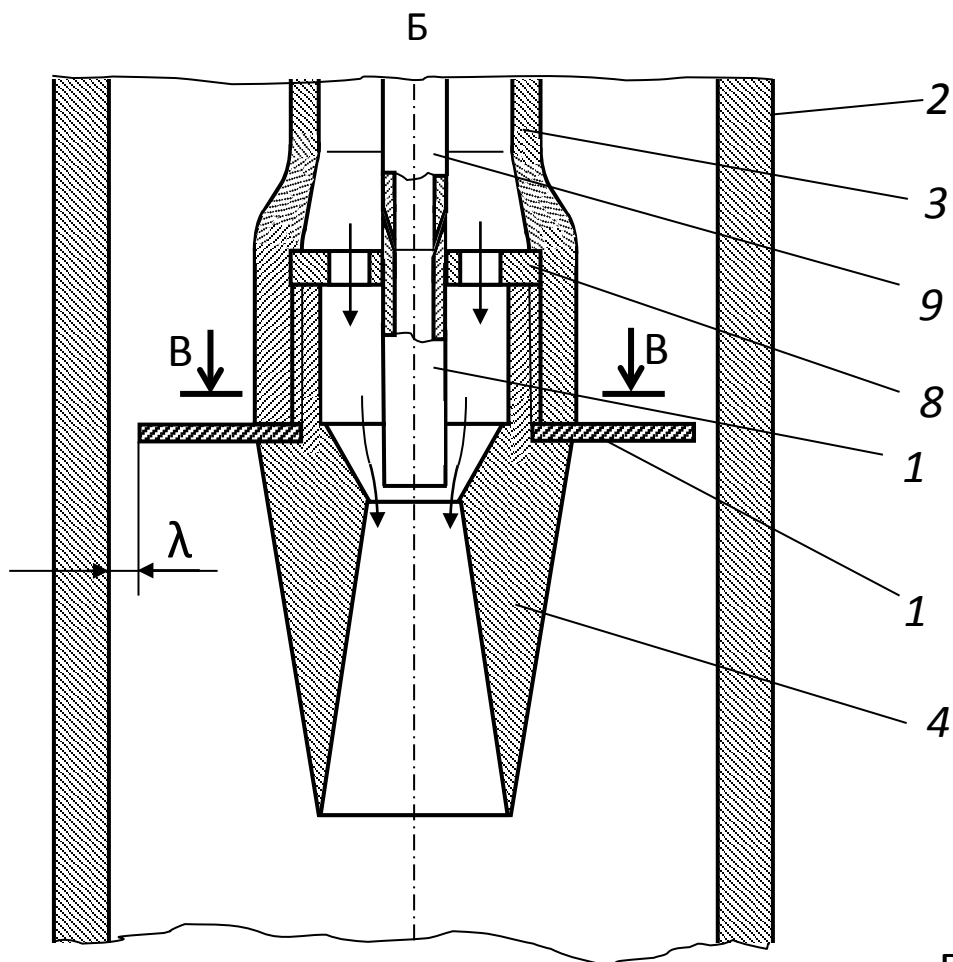
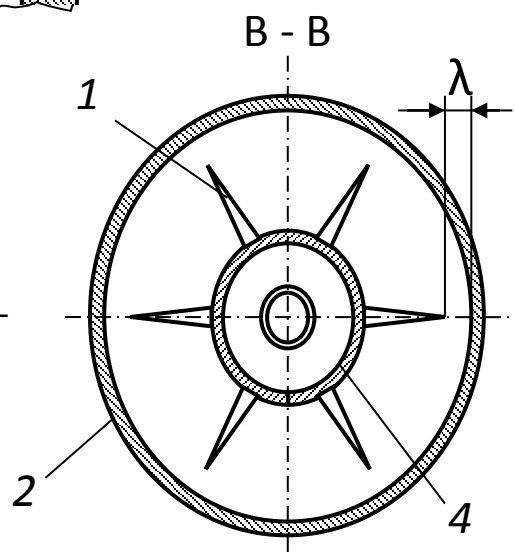


Рисунок 3. Схема горелки
забойного теплогенератора
10-контактная система электрозажигания;
11-инжекционный патрубок; λ -искровой зазор системы электрозажигания



4. Тепловые расчёты

Исходные данные:

- объём подогреваемой нефти - $v=30 \text{ м}^3/\text{сутки}$;
- исходная температура нефти - $T_1=20^\circ\text{C}$ (293°K);
- конечная температура нефти - $T_2=100^\circ\text{C}$ (373°K);
- плотность нефти - $\rho=965 \text{ кг}/\text{м}^3$;
- удельная теплоёмкость нефти - $c_n=880 \text{ Дж}/\text{кг}\cdot\text{K}$;
- теплотворная способность попутного газа - $G_n=48 \text{ МДж}/\text{кг}$.

Количество теплоты, необходимой для подогрева нефти, определяется выражением:

$$Q = \rho \cdot c_n \cdot (T_2 - T_1) \cdot v .$$

$$Q = 965 \times 880 \times 80 \times 30 = 2038080000 \text{ Дж в сутки.}$$

Расход топливного газа $W = Q/G_n$;

$$W = 2038080000 / 48000000 = 42,46 \text{ кг/сут.}$$

Учитывая, что для полного сгорания 1 кг газа необходимо 17,5 кг воздуха, суточный расход воздуха будет равен 743,05 кг/сут.

Заключение

По сравнению с устройствами аналогичного назначения предлагаемое техническое решение обладает несомненными преимуществами:

- главным техническим результатом является работа газопламенного теплогенератора с малым начальным давлением горючей смеси, что освобождает от применения сложной и дорогой компрессорной техники;
- такой режим работы теплогенератора обусловлен наличием НКТ с заглушенной забойной частью, что позволило изолировать процесс горения от воздействия давления пластовой жидкости;
- в целом применение предложенной схемы обогрева пласта ВВН позволит уменьшить расходы на закупку и эксплуатацию оборудования на 65 %, а себестоимость добычи ВВН - на 24 %.

Библиографический список

1. А.с. SU № 1222822, 1986.
2. Пат. USA № 4694907, 1987.
3. Пат. USA 3948323, 1976.

ОСОБЕННОСТИ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

Шафигуллин И.И.

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Аннотация: Рассматривается процесс увеличения нефтеотдачи трещиноватых коллекторов, эксплуатируемых горизонтальными скважинами, посредством применения солянокислотных обработок. Обозначены проблемы, возникающие с добывающими горизонтальными скважинами в ходе их эксплуатации и последствия, к которым они приводят.

В настоящее время нефтедобывающая отрасль Российской Федерации подошла к периоду, когда в значительной степени выработаны запасы

углеводородов, приуроченные к залежам с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами и относительно простым строением [1,2]. Для восполнения ресурсной базы углеводородов все в больших объемах вовлекаются в разработку запасы нефти, которые по тем или иным критериям относят к трудноизвлекаемым [3]. Помимо низких фильтрационно-емкостных свойств и сложного геологического строения этих коллекторов, ввод данных объектов в разработку осложняется отрицательным техногенным воздействием на этапах первичного, вторичного вскрытий, глушения и других технологических операций, приводящих к загрязнению призабойной зоны добывающих скважин [4]. Для восстановления и улучшения продуктивности скважин, вскрывших низкопроницаемые коллекторы, часто уже на этапе их освоения прибегают к такой технологической операции, как кислотная обработка.

На увеличение нефтеотдачи карбонатных коллекторов существенное влияние может оказывать применение горизонтальных и многозабойных скважин. Кроме обеспечения проводки горизонтального ствола в оптимальных геологических условиях, появляется возможность целенаправленной проводки каждого ствола многозабойной скважины на разные пласты и прослои эксплуатационного объекта. Это будет способствовать повышению коэффициента извлечения нефти, ее текущей добычи и за счет этого увеличению начальных извлекаемых запасов.

Горизонтальные скважины предназначены для увеличения поверхности дренажа, увеличения темпов отбора, устранения прорывов конусов обводнения и т.д. Многие из этих скважин часто работают при дебитах ниже ожидаемых. Низкая продуктивность горизонтальных скважин связана с различными факторами такими, как образование «зоны деформации» при механическом разрушении пород продуктивных пластов, высокими значениями конечного скин-фактора, переменными свойствами вскрытой части пласта, как в случае с неоднородными карбонатными коллекторами.

Положительный скин-фактор является результатом турбулентного течения флюидов в пласте, ухудшения физико-емкостных характеристик пород призабойной зоны пласта из-за засорения (кольматации) призабойной зоны твердыми частицами, которые проникают в поры коллекторов вместе с буровым раствором и технологическими жидкостями. При этом снижаются фильтрационные свойства коллектора, что отрицательно сказывается на притоке флюидов к забою скважины. Блокировка каналов фильтрации происходит не только из-за твердой фазы промывочных жидкостей, но и за счет жидкой среды промывочной жидкости вследствие действия капиллярных сил и физико-химических взаимодействий жидкостей и газов [5,6]. Снижение производительности горизонтальных скважин неизбежно вследствие длительного воздействия вышеперечисленных факторов.

Для горизонтальных скважин также, как и для вертикальных, существуют различные технологии завершения: заканчивание скважины с от-

крытым забоем, с использованием перфорированных обсадных труб и со спуском хвостовика с щелевыми прорезями. Следует заметить, что и при данных технологиях завершения происходит значительное ухудшение физико-емкостных характеристик призабойной зоны пласта.

Матричная кислотная обработка скелета породы является одним из методов стимуляции притока жидкости к забою скважины путем удаления закупорки пор призабойной зоны. Кислотная обработка песчаных коллекторов многими специалистами рассматривается как рискованная операция из-за неоднородности пластов, высокой степени непредсказуемости реакции пород пласта с кислотными составами. Однако, в случае с карбонатными коллекторами кислотная обработка скелета породы является относительно простым методом стимуляции притока флюидов к забою скважины. Также немаловажное значение имеет высокая рентабельность данного вида обработки по сравнению с другими. Успешность таких обработок в карбонатных коллекторах составляет 30-50 % [7].

Кислотная обработка скелета пород заключается в нагнетании кислоты на забой под давлением ниже давления гидроразрыва во избежание образования трещин во время обработки. В песчаных коллекторах радиус реагирования кислоты от ствола скважины составляет несколько сантиметров, тогда как в карбонатных – несколько десятков сантиметров. В карбонатных коллекторах кислота также нагнетается с целью удаления кольматантов для очистки каналов фильтрации.

Для горизонтальных скважин в нефтенасыщенных карбонатных пластах с изначально низкими коллекторскими свойствами наиболее эффективными технологиями выравнивания профиля притока и создания связанной системы высокопроницаемых каналов являются по-интервальные солянокислотные обработки, обеспечивающие селективное воздействие на околоскважинную зону вдоль ствола [8].

Кислотная обработка пород призабойной зоны пласта является экономически эффективным методом повышения производительности горизонтальных скважин в карбонатных коллекторах. Кислота может закачиваться под давлением по эксплуатационной насосно-компрессорной колонне, по гибким насосно-компрессорным трубам малого диаметра, в интервалы, изолированные пакерами или нагнетаться при помощи струйных инструментов. Для успешного результата необходимо закачивать достаточный объем кислоты в интервал обработки.

Библиографический список

1. Кузнецова, Е. В. Инжиниринг в нефтегазовой отрасли / Е. В. Кузнецова, Л. И. Муллаянова // Менеджмент и маркетинг в различных сферах деятельности : Сборник научных трудов / Под общей редакцией У. Г. Зиннурова. - Уфа, 2017. - С. 98-100.

2. Халикова, Р. Р. Управление нефтегазовыми ресурсами в условиях нестабильной экономики / Р. Р. Халикова, Р. А. Майский // Современные тенденции в экономике и финансах : Сборник научных трудов по материалам VI Всероссийской заочной научно-практической интернет-конференции. - 2016. - С. 256-259.
3. Кузнецова, Е. В. Инновационные стратегии в нефтяном бизнесе / Е. В. Кузнецова, Л. И. Муллаянова // Менеджмент и маркетинг в различных сферах деятельности : Сборник научных трудов / Под общей редакцией У. Г. Зиннурова. - Уфа, 2017. - С. 95-97.
4. Анализ эффективности применения индикаторной кривой Вогеля при прогнозировании дебита нефти / Э. А. Юнусова [и др.]. // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2017. - № 2 (108). - С. 23-31.
5. Мустафин, И. А. Успешность применения химических реагентов в составе технологий увеличения нефтеотдачи пласта / И. А. Мустафин, И. И. Абызбаев, О. Г. Гафуров // Нефтегазовые технологии и новые материалы (проблемы и решения). - Уфа, 2012. - С. 193-197.
6. Абызбаев, И. И. Прогнозирование эффективности физико-химического воздействия на пласт / И. И. Абызбаев, В. Е. Андреев // Нефтегазовое дело. - 2005. - Т. 3. - С. 167-176.
7. Авдеева, В. С. Химический метод увеличения добычи тяжелой нефти и препятствия осаждению асфальтенов / В. С. Авдеева, Р. А. Майский // Новые материалы, химические технологии и реагенты для промышленности, медицины и сельского хозяйства на основе нефтехимического и возобновляемого сырья : Материалы IV Всероссийской научно-практической конференции с международным участием / Ответственный редактор Э. И. Мурзагулова. - 2017. - С. 8-12.
8. Cohen, Charles Edouard, Philippe Michel Jacques, Timothy Michael, Lecerf Bruno H., Pavlova Svetlana, Voropaev Sergei V., Mchaweh Abdulsalam. Understanding Diversion with a Novel FiberLaden Acid System for Matrix Acidizing of Carbonate Formations. IPTC-13553.

Научный руководитель – Майский Р.А., канд. техн. наук, доцент

ИССЛЕДОВАНИЕ ПАВ (ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ) И ИХ ВЛИЯНИЕ НА ФАЗОВУЮ ПРОНИЦАЕМОСТЬ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

Шуляк И.П.

Нижевартовский нефтяной техникум

АННОТАЦИЯ.

В связи с падением уровня и темпов добычи нефти и наступления периода разработки трудноизвлекаемых запасов получают развитие всевозможные методы увеличения нефтеотдачи пластов. Среди них широкое распространение получают химические методы, такие как кислотная обработка призабойной зоны и применение синтетических добавок и поверхностно-активных веществ (ПАВ), которые растворяют в нагнетаемой воде и закачивают в продуктивный пласт через систему поддержания пластового давления (ППД) для снижения поверхностного натяжения на границе раздела «нефть-вода». Осуществлению внедрения метода ПАВ мешают сложности с учетом динамического изменения физико-химических свойств горных пород и термодинамических условий в пласте в интервале от нагнетаемых до добывающих скважин, большие объемы закачки воды в систему ППД, а также непрерывное возрастание обводнения пласта.

В настоящей работе представлены результаты определения относительной фазовой проницаемости горных пород Северо-Покурского месторождения. Полученные результаты позволяют утверждать, что проницаемость образцов, прежде всего, для нефти, увеличивается для каждого из моделируемых режимов фильтрации при добавлении реагента.

ВВЕДЕНИЕ.

В настоящее время большинство эксплуатируемых в России месторождений нефти находятся на последних стадиях разработки. В условиях растущей обводненности скважиной продукции и сокращения объемов добычи углеводородов, остро встает вопрос рентабельности эксплуатации добывающих скважин. В целях повышения дебита нефти на месторождениях проводится комплекс мероприятий, направленных на повышение нефтеотдачи продуктивных пластов. На сегодняшний день основным методом поддержания пластового давления является введение в эксплуатацию дополнительных нагнетательных скважин.

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ.

Задача состоит в том, чтобы определить эффективность данной технологии, которая зависит от многих факторов, в первую очередь от проницаемости горной породы для вытесняющего и вытесняемого флюидов. Эффективность вытеснения нефти можно существенно повысить путем применения различных методов повышения нефтеотдачи.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ.

К наиболее распространенным химическим методам относится использование мицеллярно-полимерных растворов и растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ). Применение таких составов позволяет снизить межфазное натяжение на границе раздела «нефть-вода», диспергируя водонефтяную смесь, и повысить тем самым проницаемость коллектора, а так же вовлечь в разработку низкопроницаемые участки пласта. В лабораторных условиях эффективность такой технологии можно оценить методом стационарной фильтрации, создавая известные термодинамические условия давления и температуры, а также состав и скорость движения флюидов через образец горной породы, отобранный с нефтеносного пласта. При оценке эффективности применения ПАВ для повышения нефтеотдачи пластов нужно учитывать изменение проницаемости породы для нефти при обводнении пласта. Функции зависимости относительных фазовых проницаемостей (ОФП) горных пород, слагающих продуктивный пласт, от водонасыщенности, являются показателями степени взаимодействия компонентов в системе «нефть-вода-горная порода», и позволяют сделать вывод об эффективности полезного действия поверхностно-активного вещества для нефтевытеснения, при его добавлении в пластовую воду, закачиваемую в пласт нагнетательными скважинами. Обобщение экспериментальных данных на кернех различной пористости позволяет сделать вывод, что фазовая проницаемость исследуемых горных пород значительно возрастает при вытеснении нефти раствором ПАВ. Чтобы оценить степень влияния ПАВ на проницаемость образцов керна Северо-Покурского месторождения, отобранных на глубинах залегания пласта БС07, для нефти и воды, в условиях увеличивающейся обводненности, была проведена серия экспериментов с использованием автоматизированного программно-измерительного комплекса ПИК-ОФП/ЭП-3 согласно ГОСТ 26450.2-85 [5], ОСТ 39-235-89. Абсолютная проницаемость по воздуху, для исследуемых образцов, составляет 18,61 мДа и 19,29 мДа, соответственно. В качестве поверхностноактивного вещества был использован реагент ТНХС-14.0 в концентрации 0,1%, разработанный для повышения нефтеотдачи пласта БС07 Северо-Покурского месторождения и подобранный с учетом физико-химических свойств пластовых флюидов.

В ходе первой серии экспериментов осуществлялась фильтрация двухфазной смеси через исследуемый образец в различных процентных соотношениях воды и нефти: 100% нефти и 0% воды, 95% нефти и 5% воды, 75% нефти и 25% воды, 50% нефти и 50% воды, 25% нефти и 75% воды, 5% нефти и 95% воды, 0% нефти и 100% воды. Для каждого из режимов получены две экспериментальные величины: перепад давления и электрическое сопротивление на торцах образца. После завершения первой серии экспериментов образец подвергается экстракции, после чего эксперимент по определению ОФП повторяется в той же последовательности, но с добавлением реагента в модель пластовой воды. Для каждого режима по

данным электрического сопротивления строится эмпирическая калибровочная кривая и вычисляется параметр насыщения, после чего рассчитывается водонасыщенность. Исходя из данных о вязкости флюидов, геометрических размерах образца и перепаде давления, определяется ОФП исследуемого образца.

Графики зависимости ОФП от водонасыщенности иллюстрируют процесс изменения проницаемости горной породы в ходе разработки месторождения. С ростом обводненности проницаемость по нефти для горной породы падает, достигая нулевых значений при режиме соотношения флюидов в потоке 95% воды и 5% нефти. Полученные графики зависимости ОФП изучаемой породы-коллектора от водонасыщенности могут быть использованы при моделировании процессов заводнения, оценке рентабельности скважины, а также при решении задач разработки месторождения и прогноза добычи нефти. По результатам второй серии экспериментальных исследований построены кривые зависимости ОФП от водонасыщенности с использованием ПАВ ТНХС-14.0 в концентрации 0,1%.

Увеличение проницаемости образцов для нефти вызвано снижением поверхностного натяжения на границе раздела «нефть-вода», что способствует образованию водно-нефтяных эмульсий и, следовательно, извлечению нефти из тупиковых и микро-пор, вызывая процентный прирост количества извлеченной нефти. На рисунке 1 приведен график, иллюстрирующий прирост проницаемости горной породы по нефти при использовании ПАВ в зависимости от содержания воды в двухфазном потоке. С увеличением доли воды с растворенным ПАВ, ОФП горной породы по нефти растет, при этом минимальный эффект приходится на интервал минимальной обводненности (1%-5%), а максимальный – на те уровни, при которых обводненность достигает значений 75% и более.

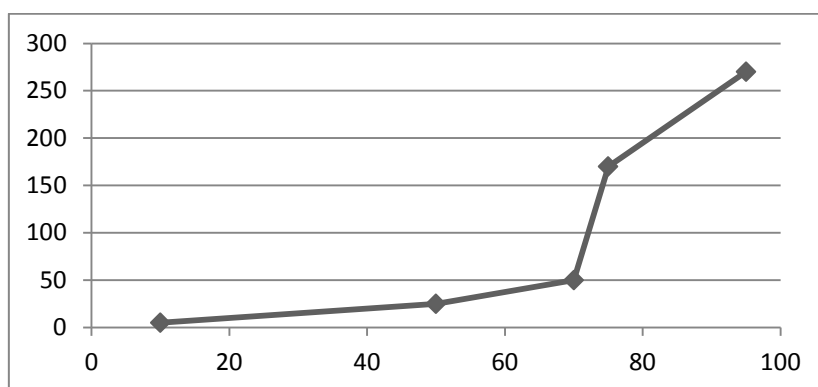


Рисунок 1. Увеличение проницаемости горной породы по нефти при использовании ПАВ

Нелинейная зависимость эффективности ПАВ от изменения обводненности пласта и предварительный экономический расчет позволяют

предположить, что неверно использовать один и тот же реагент в течение всего времени разработки месторождения. На отдельных интервалах целесообразнее использовать менее или более эффективный реагент или не использовать его вообще. В качестве примера удобно рассмотреть два крайних режима – максимальной и минимальной обводненности коллектора. Первый крайний случай – низкая обводненность пласта. В этом случае использовать ПАВ нецелесообразно по двум причинам: 1) при низком содержании воды в потоке отсутствует достаточный контакт между компонентами системы «вода - нефть - горная порода», что не способствует извлечению нефти из тупиковых или микропор, поэтому процент снижения обводненности скважинной продукции минимален; 2) добавление ПАВ способствует перемешиванию флюидов и образованию более устойчивых эмульсий, поэтому на отделение воды от нефти при дальнейшей переработке потребуются большие энерго- и финансовые затраты, включая расходы на диэмульгаторы и усложнение режимов сепарации и электродегидратации. Вторым крайним случаем – максимальной эффективностью ПАВ при высокой обводненности пласта. В этом случае экономическая эффективность от использования ПАВ не гарантирована, поскольку затраты на применение реагента могут не компенсировать массовый прирост добычи нефти, особенно при содержании воды в потоке свыше 90%, поэтому, с экономической точки зрения, при подобных режимах выгоднее отказаться от использования ПАВ или подобрать более дешевый реагент. Дальнейшие исследования в этой области необходимо посвятить: 1) вопросу влияния солености нагнетаемой воды во взаимодействии с химическим составом реагента и минеральным и химическим составом глинистых пород; 2) оценке эффективности ПАВ с точки зрения рентабельности их применения для повышения нефтеотдачи пластов на граничных режимах обводненности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При добавлении реагента в нагнетаемую воду проницаемость горной породы по нефти возрастает, увеличивая интервал обводненности, актуальный для нефтевытеснения. Эффект воздействия ПАВ не одинаков на всём интервале обводненности. С увеличением в двухфазном потоке доли воды с растворенным ПАВ проницаемость горной породы по нефти возрастает, при этом минимальный эффект приходится на интервал минимальной обводненности (1%-5%), а максимальный – на те уровни, при которых обводненность достигает значений 75%-99%. Использование ПАВ на граничных режимах обводненности, с экономической точки зрения, является малоэффективным и требует дальнейшего изучения.

Библиографический список

1. ОСТ 39-235-89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации. Введ. 1989-07-01. Типография ХОЗУ Миннефтепрома, 1989. - 35 с.

2. Поздышев, Г. М. Применение поверхностно-активных веществ и других химических реагентов в нефтедобывающей промышленности : Сб. БашНИПИнефть. - Москва : Недра, 1970. - Вып. IV. - 312 с.

3. Абрамзон, А. А. Поверхностно-активные вещества. Синтез, анализ, свойства, применение / А. А. Абрамзон, Л. П. Зайченко, С. Н. Файнгольд ; под ред. А. А. Абрамзона. – Ленинград : Химия, 1988. - 200 с.

Научный руководитель – Качуро А.Д., преподаватель

Научное издание

**ОПЫТ, АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ
И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ
НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА**

*Материалы VIII Международной научно-практической конференции
обучающихся, аспирантов и ученых
(Нижневартовск, 27 апреля 2018 г.)
Том 1*

В авторской редакции

Подписано в печать 12.12.2018. Формат 60x90 1/16.
Усл. печ. л. 21,06. Тираж 500 экз. Заказ № 1317.

Библиотечно-издательский комплекс
федерального государственного бюджетного образовательного
учреждения высшего образования
«Тюменский индустриальный университет».
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно-издательского комплекса.
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52.