

ЧАСТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
**МЕЖДУНАРОДНЫЙ ИНСТИТУТ
ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ**

IQ education

Актуальные вопросы и инновационные решения в нефтегазовой отрасли

**СБОРНИК ТРУДОВ
2-й всероссийской научно-практической
конференции**

**Самара
14-16 апреля 2021**

Частное образовательное учреждение дополнительного профессионального
образования
МЕЖДУНАРОДНЫЙ ИНСТИТУТ ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ
(ЧОУ ДПО МИПО)

«Актуальные вопросы и инновационные решения в нефтегазовой отрасли».

*Сборник трудов
всероссийской научно-практической конференции
(весенняя сессия)*

Самара

2021

УДК 553:622.276
ББК 65.291.551-21я43
А43

А43 АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ И ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ [Электронный ресурс]: сб. трудов Всероссийской науч.-практ. конференции (весенняя сессия) / – Москва: Издательство «Перо», 2021. – 1 электрон. опт. диск.

ISBN 978-5-00189-180-2

Международный Институт Профессионального Образования с 14 по 16 апреля 2021 года провел весеннюю сессию Всероссийской научно-практической конференции «Актуальные вопросы и инновационные решения в нефтегазовой отрасли». В рамках конференции рассмотрены актуальные научно-технические и практические вопросы и проблемы, требующие своего решения на современном этапе развития техники и технологии в нефтегазовой отрасли. Предложены инновационные решения по различным направлениям, связанным с геологией и геолого-разведочными работами, бурением и реконструкцией скважин, разработкой нефтяных и газовых месторождений, техникой и технологией добычи нефти и газа, обустройством месторождений и трубопроводным транспортом, экологическим, энергетическим и экономическим проблемам.

Представлены труды, которые отражают результаты исследований и разработок сотрудников вузов, НИИ и предприятий нефтяной и газовой промышленности Российской Федерации.

УДК 553:622.276
ББК 65.291.551-21я43

ISBN 978-5-00189-180-2

© Авторы, 2021

СЕКЦИЯ: ГЕОЛОГИЯ И ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

УСЛОВИЯ ЗАЛЕГАНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ОКСКОГО НАДГОРИЗОНТА НА ТЕРРИТОРИИ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ /CONDITIONS FOR THE OCCURRENCE OF PRODUCTIVE STRATA OF THE OKSK SEDIMENTS IN THE ORENBURG REGION/.

*Трихонович Г.В. trigeo@yandex.ru
ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара*

Аннотация

В работе рассмотрены основные закономерности строения окских отложений, литология и стратиграфия толщи сульфатно-карбонатных отложений и тектоническую принадлежность территории распространения.

Ключевые слова: карбонатные отложения, ангидриты, окский надгоризонт, Оренбургская область.

Abstract

The main patterns of the structure of Oksk sediments, lithology and stratigraphy of the thickness of sulfate-carbonate sediments and tectonic affiliation of the distribution territory are considered in the article.

Key words: carbonate rock, anhydrite, Orenburg region.

Продуктивные пласты окского надгоризонта носят региональный характер и являются одним из основных нефтегазоносных комплексов для Самарской и Оренбургской областей. Изучение отложений окского времени является актуальной проблемой с точки зрения расширения ресурсной базы и увеличения добычи.

Целью работы является систематизация, уточнение границ распространения и доизучение структурных особенностей залежей продуктивных пластов окского надгоризонта на территории Оренбургской области.

Территория Оренбургской области в тектоническом отношении является юго-восточным перикратоном Восточно-Европейской платформы, граничащим с Уральской складчатой системой. Крайняя восточная ступень фундамента составляет нижний структурный этаж Предуральского краевого прогиба. Территория западной части области относится к юго-восточному склону Волго-Уральской антеклизы. Вблизи южной границы области проходит граница, разделяющая надпорядковые структуры платформы - Волго-Уральскую антеклизу и Прикаспийскую синеклизу. По структурным этажам девона, карбона и перми линия границы меняется несущественно, поскольку в ее основе лежат дизъюнктивные разграничения блоков фундамента, динамика которых периодически воспроизводила древний раздел между этими элементами.

В региональном тектоническом плане исследуемая территория по поверхности кристаллического фундамента расположена на южном склоне Жигулевско-Оренбургского свода. Согласно данным аэрокосмических съемок, геофизических исследований и глубокого бурения фундамент имеет блоковое строение в южной части Жигулевско-Оренбургского свода. Это обусловлено наличием разломов различной ориентации и протяженности. В современном плане блоки фундамента ступенчато погружаются в южном, юго-западном и юго-восточном направлениях.

По осадочному чехлу основной участок аккумуляции нефти в окских отложениях находится в северной части Бузулукской впадины в пределах франско-фаменского седиментационного борта Муханово-Ероховского прогиба, крупного тектонического элемента Оренбуржья, известного под названием Бобровско-Покровского вала.

Бобровско-Покровский вал выделяется непосредственно в пределах южного внешнего обрамления Камско-Кинельской системы прогибов, представляя зону наиболее активного рифообразования на завершающей стадии формирования позднедевонских - раннекаменноугольных (турнейский вал) отложений.

В окское время вся Восточно-Европейская платформа представляла собой огромный морской бассейн, где шло накопление преимущественно карбонатных осадков, существенно различных на разных участках, что проявилось в накоплении конкретных формаций и их градаций.

В отложениях окского надгоризонта большая часть залежей УВ полностью или частично контролируется «ангидритовым плато», поэтому необходимо отметить, что успешность поисково-разведочных работ зависит от правильности определения границ распространения и палеогеоморфологической модели формирования плато.

В окского время выделяют тульский, алексинский, михайловский и веневский горизонты.

Тульский горизонт сложен преимущественно известняками с отдельными прослоями глин и известковистых алевролитов. Литологическая специфика тульского горизонта заключается в сильном окремнении и отсутствии доломитности в нижней половине и сравнительно слабом окремнении, но высокой доломитности верхней половины горизонта. Для тульского горизонта характерны высокое содержание свободной кремнекислоты, количество которой убывает вверх по разрезу, и, наоборот, возрастающая кверху доломитность.

В алексинское время на всей территории области накопление осадков происходило в условиях мелководного шельфа со слабо расчленённым рельефом дна и спокойным гидродинамическим режимом. Бассейн алексинского времени характеризовался нормальной солёностью вод, что предопределило преимущественно известняковый состав отложений и чётко выраженный пластовый характер их залегания. В нижних частях разреза

присутствуют маломощные прослои глинистых известняков и глин, которые практически исчезают в прикровельной части большинства разрезов. Карбонатные породы представлены слоистыми органогенно-детритовыми, криноидно-фораминиферовыми известняками, содержащими немногочисленные включения трубчатых водорослей, обломки макрофауны. Редко встречаются прослои неравномерно доломитизированных пород.

Обстановки открытого мелководного шельфа с нормальной солёностью вод продолжали существовать и в михайловско-венёвское время на севере, востоке и юге территории, включая зону бортового уступа Прикаспийской впадины. Здесь шло накопление преимущественно криноидно-фораминиферо-водорослевых карбонатных осадков. В центральной части территории начинают периодически возникать условия, характерные для обособленного шельфа с ограниченным водообменом, которые к концу окского века (в венёвское время) сменились на условия засоляющейся лагуны. Этот обширный район, охватывает центральную часть Бузулукской впадины. Здесь наряду с известняками широкое распространение получили доломиты, а в венёвское время и пласты ангидритов. При этом известняки присутствуют, в основном, в нижних частях разреза, а доломиты слагают его большую верхнюю часть. Среди доломитов, наряду с вторичными эпигенетическими разностями, содержащими нормально-морскую фауну (фораминиферы; мшанки; кораллы; водоросли – сифониковые, багряные, сине-зелёные), присутствуют раннедиагенетические, метасоматические и хемогенные образования, а также строматолитовые известняки.

Более значительное снижение относительного уровня моря произошло в венёвское время. В этот период на юго-восточной части Русской платформы устанавливается аридный климат. В этих условиях регрессия морского бассейна приводит сначала к возникновению крайне мелководных условий с ограниченным водообменом и повышенной солёностью вод, а впоследствии и к образованию солоновато-водных лагун, в пределах которых шло накопление гидрохимических осадков. Накопившийся здесь карбонатно-сульфатный комплекс отложений отличается неоднородностью состава и строения.

Сульфатные пачки характеризуются наибольшим непостоянством состава и часто содержат мелкие и крупные линзы карбонатных пород. В составе карбонатных пачек преобладают строматолитовые и онколитовые первично доломитизированные породы, метасоматические доломиты с реликтами разнообразной фауны. В отдельных пачках присутствуют органогенно-детритовые и шламовые известняки, что свидетельствует о периодическом возникновении нормально-морских условий.

Таким образом высокий темп накопления сульфатных фаций по отношению к карбонатным способствовал развитию рассматриваемой зоны венёвского этапа, характерной чертой осадконакопления является его циклический характер, проявляющийся в смене процессов биогенного

карбонатонакопления процессами химического осаждения сульфатов кальция.

В разрезе окского нефтегазоносного комплекса выделяется до 10 продуктивных пластов (О1, О2, О3, О4, О4а, О5, О5а, О5б, О5в, О6)

Пласты коллекторы О1-О4 в верхней части окского надгоризонта контролируются региональной покрывкой - «покровской пачкой», в основании серпуховского яруса. За пределами ее распространения продуктивные пласты отсутствуют.

Нижележащие пласты О5-О6 приурочены к михайловскому горизонту не выдержаны по простиранию и распространены за границами окского ангидритового плато.

Как таковой четкой корреляции между физико-литологическими свойствами и распространением продуктивных пластов замечено не было. Это связано с неоднородностью литологического состава и большим количеством глинистых прослоев. Однако пласты О4 и О4а по данным геофизических исследований и исследований керна, как правило, обладают лучшими коллекторскими свойствами, но вместе с тем и вязкость нефти значительно выше.

Залегающий в кровельной части окского надгоризонта, пласт О1 имеет менее широкое распространение, по сравнению с О2-О4, и линзовидный характер залегания, так в восточной части Бобровско-Покровского вала он замещен пластами ангидрита или вовсе отсутствует.

Не смотря на длительную историю разработки окского нефтегазоносного комплекса перспективы достаточно обширны. Во время бурения скважин в границах распространения сульфатно-карбонатной толщи зафиксированы многочисленные нефте-газопроявления практически по всей ее площади распространения. Открытия могут быть связаны с южной частью Бузулукской впадины в границах распространения ангидритового плато, осевой зоной и северной бортовой зоны Мухано-Ероховского прогиба.

Из анализа данных бурения, опробования, геофизических и сейсмических исследований можно сделать вывод, что наибольший интерес представляют зоны увеличенных интервалов от тарусского до бобриковского горизонта.

В результате комплексного анализа данных геоло-геофизических исследований о строении и условий формирования окского надгоризонта в работе были рассмотрены и уточнены условия залегания и осадконакопления, а также обозначены перспективные направления для дальнейшего доизучения.

Список используемых источников информации:

1. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области. Москва, Недра, 1973, 286с.
2. Геологическое строение и нефтегазоносность Оренбургской области – Оренбург: Оренбургское книжное издательство, 1997-272 с.

3. Андриянова Е.В., Колесников В.А., Терешкин В.В., Федорченко Г.Д., Хамитов И.Г. Особенности формирования и распространения залежей нефти в окских отложениях юго-востока Самарской области// Научно-технический вестник ОАО "НК "РОСНЕФТЬ". – 2013. – № 3. – с. 8.

**УТОЧНЕНИЕ ГРАНИЦЫ БАШКИРСКОГО ЯРУСА И
ВЕРЕЙСКОГО ГОРИЗОНТА В ИРГИЗСКО-РУБЕЖИНСКОМ
ПРОГИБЕ ПО ШЛАМУ СКВАЖИН МЕТОДАМИ ЛИТОЛОГО-
ФАЦИАЛЬНЫХ И ПЕТРОМАГНИТНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ
/CLARIFICATION OF THE BASHKIRIAN STAGE AND VEREIAN
HORIZON BOUNDARY IN THE IRGIZSKO-RUBEZHINSKY
DEFLECTION ON DRILLING CUTTINGS BY LITHOLOGICAL-
FACIAL AND PETROMAGNETIC METHODS/.**

*Морова А.А. andaluzit@mail.ru
ФГБОУ ВО «СамГТУ», г. Самара
ООО «НПФ "СТЕРХ"», г. Самара*

Аннотация

На примере изучения шлама карбонатных отложений башкирского возраста показано, что при вскрытии стратиграфических границ меняются литолого-петрографические, физико-механические, минералогические и геохимические свойства шлама. Каппаметрические исследования доказывают, что петромагнитные подразделения, как правило, совпадают со стратиграфическими, но в отдельных случаях анализ петромагнитной ритмики позволяет уточнять стратиграфические границы.

Ключевые слова: каппаметрия, петромагнитные исследования, шлам, башкирский ярус

Abstract

By the example of studying the drilling cuttings from the carbonate deposits of Bashkir age it is shown that lithologic-petrographic, physic-mechanical, mineralogical and geochemical properties of cuttings change at the opening of stratigraphic boundaries. Cappametric research proves that the petromagnetic units, as a rule, coincide with the stratigraphic ones, but in some cases the analysis of the petromagnetic rhythm allows to refine the stratigraphic boundaries.

Keywords: cappametry, petromagnetic method, drilling cuttings, Bashkir stage.

Целью работы является уточнение стратиграфической границы между верейским горизонтом и башкирским ярусом по шламу единственной скважины, пробуренной на новой структуре, расположенной в пределах территории Большечерниговского района Самарской области, в 5 км к северу-востоку п. Торшиловский, в 125 км от г. Самара. **Основные задачи**

сводятся к сопоставлению данных геолого-технологических, геофизических, литолого-фациальных и петромагнитных методов исследования.

Введение: в региональном тектоническом плане месторождение приурочено к Камелик-Чаганской структурной зоне Иргизско-Рубежинского прогиба в юго-западной части Бузулукской впадины Средне-Волжской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Геологический разрез площади работ представлен осадочными породами кайнозойской, мезозойской и палеозойской групп. Кровля башкирского яруса выделяется неоднозначно: смена терригенных пород вышележащего верейского горизонта карбонатными разностями происходит по данным службы геолого-технологических исследований (ГТИ далее) на 10метров ниже, чем интерпретаторы геофизических исследований скважин (ГИС далее) выделяют стратиграфическую границу. При этом полностью исключается ошибка неправильного сопоставления глубин разных методов, шлам привязан к данным ГИС (расхождение между данными двух методов при привязке составили не более 2,5метров). Причины этого несоответствия и взялась уточнить я в своей работе.

Основная часть: переинтерпретация данных ГТИ (повторный просмотр и описание шлама через каждые два метра) не выявила в целом каких либо отклонений от первичных данных (процентное соотношение пород в шлагограмме осталось прежним), но позволила уточнить структурно-текстурные особенности известняков и дополнить минералогическую характеристику отдельных интервалов). В интервале 2638,0 – 2640,0м (рисунок 1) в шламе присутствуют кремнистые стяжения голубовато-серого цвета, лимонит, гетит, сульфаты. Незадолго до вскрытия этого интервала датчики ГТИ фиксируют незначительные поглощения промывочной жидкости.

КИПТК
ГЕОЛОГОГЕОМИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ
масштаб 1:200

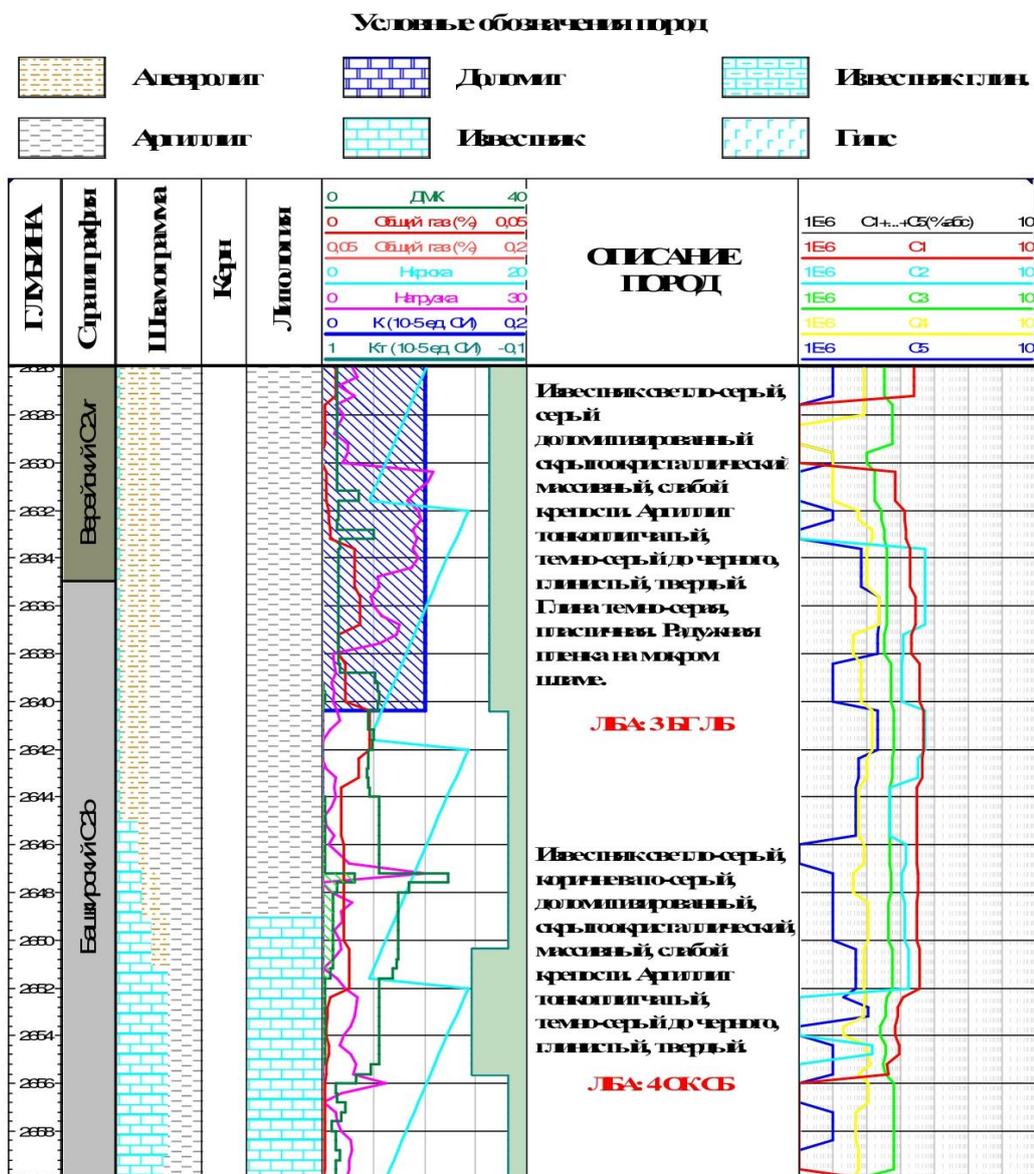


Рис. 1. Выделение стратиграфической границы по данным ГИС, ГТИ, литолого-фациальным и петромагнитным методам

В интервале глубин 2644,0 – 2648,0м в шламе появляется значительное количество известняка (до 20%). Шлам в этом интервале сильно измельчен, известняк белый пелитоморфный, слабой крепости и плотности. Доля алевролита резко уменьшается, увеличивается процентное соотношение обвального аргиллита. Сопоставляя данные литолого-фациальных исследований, я предполагаю, что в интервале 2638,0 – 2648,0м, долото вскрыло разрушенные породы башкирского яруса, одновременно с разрушением которых в бассейне осадконакопления накапливались верейские глины, позже уплотненные до аргиллитов. В шламе присутствуют разрушенные раковинки фораминифер, очевидно, когда-то активно

осваивающих относительно мелководную часть морского бассейна. С глубины 2648,0м известняк приобретает внешний вид, уверенно свидетельствующий о вскрытии неизменных пород башкирского яруса: имеет светлый с бежевым оттенком цвет, плотную консистенцию, массивную текстуру, скрытокристаллическую структуру. С этой глубины уменьшается скорость проходки.

Стратиграфическая интерпретация петромагнитных показателей (нами производилась каппаметрия (К) – измерения магнитной восприимчивости и термокаппаметрия – измерения магнитной восприимчивости после нагрева в электропечи до 500°C в воздушной среде в течение часа) показывает, что породы верейского горизонта содержат большое количество ферромагнетиков в своем составе и прекрасно выделяются по повышенным, относительно фона башкирского яруса, значениям каппы (до 0,1 (10-5 ед. СИ)). Таким образом, анализ петромагнитных данных показывает, что стратиграфическая граница должна быть проведена на 5 метров ниже, чем ее обозначили по данным ГИС.

Выводы: хотя шлам был и остается специфическим объектом исследования, относительная картина и характер изменений его различных свойств зависит в том числе и от условий формирования осадков. При вскрытии стратиграфических границ меняются литолого-петрографические, физико-механические, минералогические, петромагнитные и геохимические свойства шлама.

**ОБЪЕДИНЕНИЕ СЕЙСМИЧЕСКИХ СЪЁМОК МОГТ-3Д
ПРОШЛЫХ ЛЕТ НА ПРИМЕРЕ СУПЕРКУБОВ.
ПОЛОЖИТЕЛЬНЫЕ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫЕ СТОРОНЫ /THE
MERGED 3D SEISMIC DATASET OF THE PAST YEARS: CASE
STUDY FROM SUPERCUBES. ADVANTAGES AND
DISADVANTAGES/.**

*Хлебников В.С. KhlebnikovVS@samnipi.rosneft.ru
Ишханова Ю.В. IshkhanovaYuV@samnipi.rosneft.ru
Папухин С.П. PapukhinSP@samng.rosneft.ru
Рейтюхов К.С. ReytyukhovKS@samnipi.rosneft.ru
Трошкин С.В. TroshkinSV@samnipi.rosneft.ru
Зиганшин Э.И. ZiganshinEI@samnipi.rosneft.ru
ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара)*

Аннотация

В статье рассмотрены результаты переобработки и переинтерпретации материалов сейсморазведочных работ МОГТ-3Д прошлых лет (Самарская область), объединённых в несколько единых массивов данных, называемых Сборник материалов Всероссийской научно-практической конференции «Актуальные вопросы и инновационные решения в нефтегазовой отрасли»

суперкубами. Основной целью данных работ являлось выявление новых перспективных структур и доизучение структур, располагающихся на краях стыкующихся съёмок МОГТ-3D. Проанализированы положительные и отрицательные стороны при проведении работ данного типа. Описаны факторы, влияющие на успешность результата. Даны рекомендации при последующем планировании работ данного типа.

Ключевые слова: суперкуб, съёмка МОГТ-3D, переобработка, переинтерпретация.

Abstract

The paper describes the reprocessing and reinterpretation results of the merged 3D seismic dataset of the past years, named supercubes. The main purpose of these works was to identify new prospects and the additional appraisal of structures, located at the edges of seismic blocks. The advantages and disadvantages of applying technology are analyzed. The factors, which influence on the success rate of result are described. Recommendations are given for the planning of this type of work in future.

Keywords: supercube, 3D seismic survey, reprocessing, reinterpretation.

На территории Самарской области в период с 2018г. по 2020г. была проведена переобработка и переинтерпретация данных сейсморазведочных работ прошлых лет по трём суперкубам (Рис. 1).

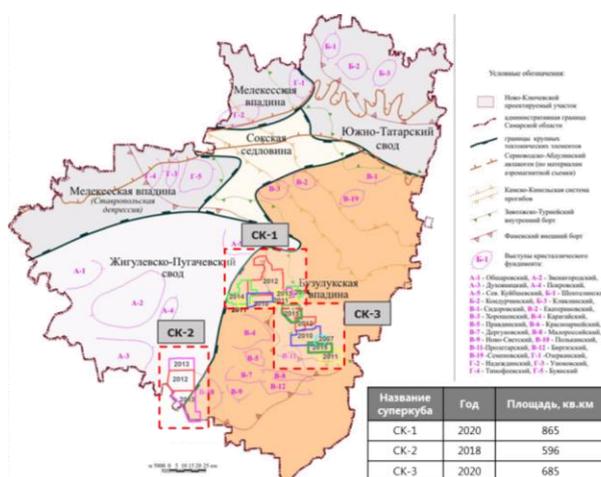


Рис.1 Расположение суперкубов на тектонической схеме

Ввиду значительных различий в параметрах регистрации полевого материала в пределах участков, входящих в состав суперкубов, наблюдается значительное расхождение по кратности. Амплитудно-частотные спектры сейсмического сигнала по участкам имеют значительные различия. Недостаточное перекрытие сейсмических съёмок привело к ухудшению сигнала в местах перекрытия кубов (наблюдается интерференция) (Рис.2).

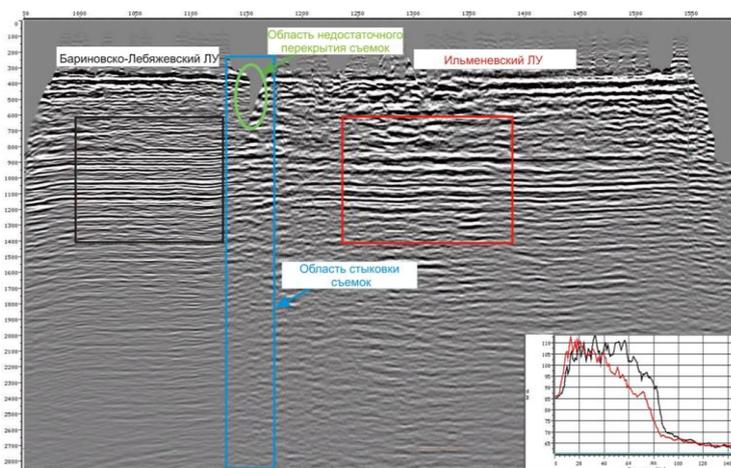


Рис.2 Суммарный разрез по Inline 2546 с АЧХ сигнала по площадям и выделением зон стыковки участков (Суперкуб-1).

В процессе регуляризации данных произошло частичное слияние сейсмограмм, принадлежащих одному физическому пункту возбуждения. Следствием такого частичного суммирования стало сокращение общего числа обрабатываемых трасс и снижение номинальной кратности ОГТ в 16 раз (Суперкуб-1).

Динамичность отражающих горизонтов относительно работ прошлых лет в интервале отложений пермско-среднекаменноугольного возраста увеличилась, наблюдается улучшение прослеживаемости верхних отражающих горизонтов. Амплитудная выразительность структур в интервале отложений девона и кристаллического фундамента уменьшилась, что сделало немного затруднительным процесс выделения дизъюнктивных нарушений. (Рис.3).

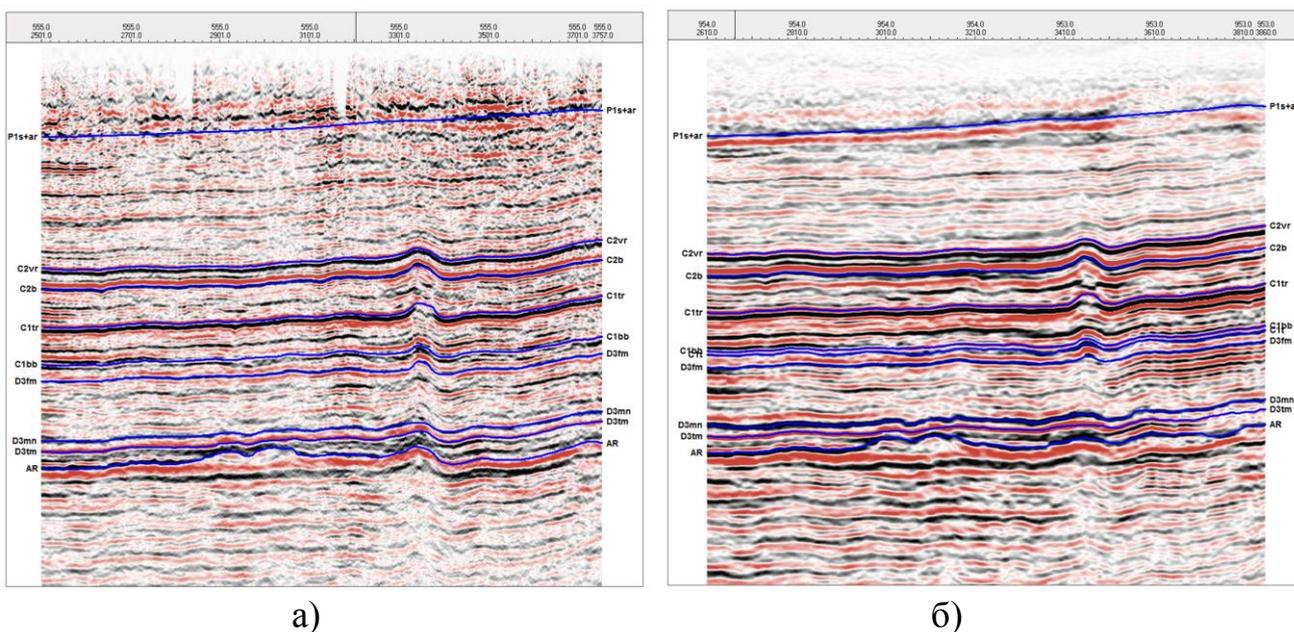


Рис.3 Сравнение качества обработки:
а) отчёт 2015 г., б) отчёт 2018 г. (Суперкуб-2)

В процессе структурных построений прослежены границы тектонических элементов по всем суперкубам. На Рис.4 на примере Суперкуба-1 представлено непрерывное от участка к участку выделение девонских грабенообразных прогибов, которые ранее выделить и проследить в единой сети не представлялось возможным. Полученные результаты прямым образом влияют на выявление новых перспективных объектов и увеличения существующих запасов. В пределах Суперкуба-2 выявлена в том числе и новая структура.

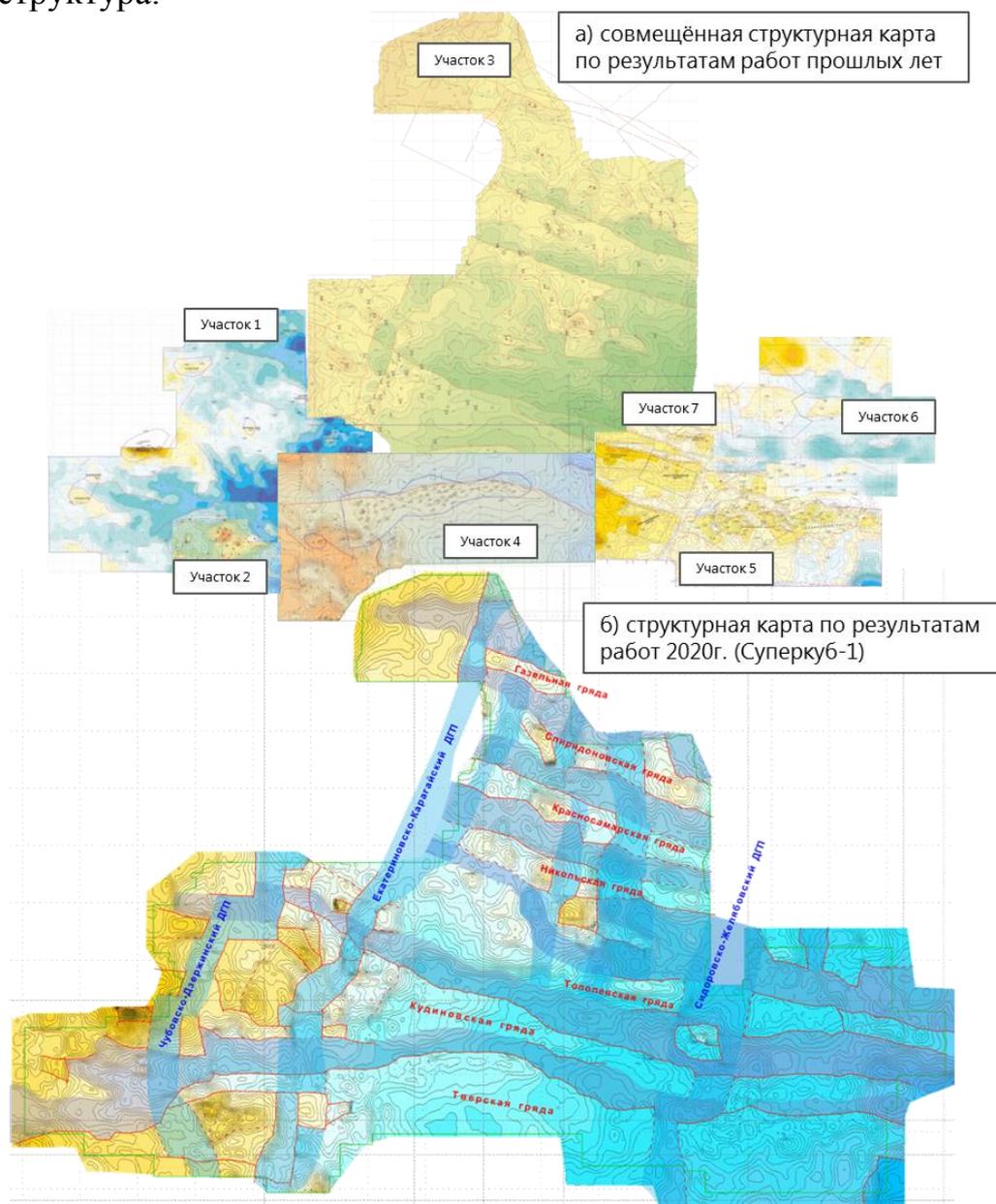


Рис.4 Актуализированная структурная карта по поверхности кристаллического фундамента (Суперкуб-1)

Выполнение работ по объединению сейсмических кубов в единый массив имеет как положительные, так и отрицательные стороны:

К положительным можно отнести следующее:

1. Построена единая сейсмогеологическая модель, которая является важным звеном для понимания региональной тектонической модели;
2. Выявлены новые перспективные структуры с ресурсами категории D_0 и закономерности развития залежей нефти по пластам на региональном уровне;
3. Доизучены структуры, располагающиеся на краях сейсмических съёмки прошлых лет, тем самым снизив риски планируемого бурения;
4. Улучшена динамическая выразительность отражающих горизонтов в интервале отложений пермско-среднекаменноугольного возраста, что очень важно для снижения погрешности структурных построений нижезалегающих отражающих горизонтов.

К отрицательным:

1. При объединении участков с разной кратностью номинальное значение кратности снижается до наименьшего значения из кубов;
2. Проведение динамического и сейсмофациального анализов не позволило получить хороших результатов, ввиду значительного расхождения амплитудно-частотных характеристик между кубами;

Успешность данных работ зависит от параметров систем наблюдения участков, планируемых к объединению в единый массив, и наличия зон перекрытий по пунктам приёма и пунктам взрыва. Отсутствие данных зон приведёт к снижению кратности, ухудшению сигнала в местах перекрытия кубов и вариативности корреляции отражающих горизонтов. А так же для получения хороших результатов необходимы качественно проведённые и увязанные результаты интерпретации геофизических исследований скважин. Выполнение работ по переобработке и переинтерпретации участков сейморазведочных работ прошлых лет единым массивом данных предоставляет возможность увязать сейсмогеологическую модель близ расположенных месторождений и обнаружить региональные признаки для выявления перспективных структур.

При последующем планировании данных работ рекомендуется применение специальных методов обработки, таких как глубинно-динамические преобразования и применение процедуры замещения слоя для минимизации рисков при бурении.

Список используемых источников информации:

1. Губайдулина И.К. «Обработка и интерпретация сейморазведочных материалов прошлых лет (Падовский, Рудниковский и Санталовский ЛУ АО «Самаранефтегаз»)», 2018г.
2. Дадашбекова Е.Г. «Геологическое изучение недр на Ново-Крутяковском лицензионном участке АО «Самаранефтегаз», 2020г.
3. Хлебников В.С., Ишханова Ю.В. «Геологическое изучение недр Фатеевского лицензионного участка», 2020г.

СЕКЦИЯ: БУРЕНИЕ И РЕКОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИН

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ НА ОБСАДНОЙ КОЛОННЕ, КАК ЭФФЕКТИВНЫЙ МЕТОД МИНИМИЗАЦИИ РИСКОВ ПРИ ПРОХОЖДЕНИИ ОСЛОЖНЕННЫХ ИНТЕРВАЛОВ /THE USE OF CASING DRILLING TECHNOLOGY AS AN EFFECTIVE METHOD TO MINIMIZE THE RISKS DURING THE PENETRATION OF CHALLENGING INTERVALS/.

Леонтьев А.В. LeontevAV@samnipi.rosneft.ru

Ляпин И.Н. LyapinIN@samnipi.rosneft.ru

ООО "СамараНИПИнефть", г. Самара

Аннотация

В работе оценивается целесообразность применения технологии бурения на обсадной колонне. Рассматриваются типовые осложнения, которые встречаются при строительстве скважин в Самарской области и основные методы борьбы с ними. Приведен сравнительный анализ бурения с помощью обсадной колонны и традиционного бурения. А также даны выводы и рекомендации для последующих скважин, на которых предполагается использование данной технологии.

Ключевые слова: осложнения, строительство скважин, обсадная колонна, механическая скорость бурения, механическая кольматация.

Abstract

The authors evaluate the feasibility of using casing drilling technology and discuss the typical challenges that occur in course of well construction in Samara Region as well as the main methods to control them. The paper contains the comparative analysis of casing drilling and traditional drilling technologies and the conclusions and recommendations for the subsequent wells where they intend to use this technology.

Key words

Challenges, well construction, casing string, mechanical speed of drilling, mechanical clogging.

Бурение является наиболее затратной частью строительства скважин и зачастую сопровождается возникновением осложнений, влекущими за собой еще большее удорожание скважин. При этом, привычные методы борьбы не всегда оказываются эффективными.

В данной работе рассматриваются статистическая информация, на основе бурения за 2020 год по Самарской области, по типовым осложнениям,

которые встречаются при строительстве скважин, а также основным технологическим мероприятиям для их ликвидации.

В качестве минимизации рисков возникновения данных проблем предлагается технология бурения на обсадной колонне, рассматриваются преимущества технологии, её разновидности и применимость.

В данной работе производится сравнительный анализ бурения двух подобных соседних скважин Самарской области, одна из которых бурилась с применением технологии бурения на обсадной колонне. В ходе анализа устанавливаются основные причины отклонений при бурении и креплении, их длительность, осложнения и другие критерии, отражающие эффективность процесса строительства этих скважин.

На основании проведенного анализа даются выводы и рекомендации для последующих скважин, на которых предполагается использование данной технологии.

**ПЕНОЦЕМЕНТИРОВАНИЕ КАК АЛЬТЕРНАТИВА
ДВУХСТУПЕНЧАТОМУ ЦЕМЕНТИРОВАНИЮ /FOAM
CEMENTING AS AN ALTERNATIVE TO TWO-STAGE
CEMENTATION/.**

Максимишин Н.Ю. MaksimishinNYu@samnipi.rosneft.ru

Салихов М.Е. SalikhovMA@samnipi.rosneft.ru

ООО "СамараНИПИнефть", г. Самара

Аннотация

В работе оценивается целесообразность применения технологии пенного цементирования как альтернативы двухступенчатому цементированию. Рассматриваются преимущества пеноцементирования, дополнительное оборудование, применяемое при пенном цементировании. Приведена практическая значимость пеноцементирования в сравнении с двухступенчатом цементированием. Проведен экономический расчет, а также сделаны выводы о целесообразности применения пеноцементирования.

Ключевые слова: цементирование, качество крепления, миграция газа, снижение аварийности.

Abstract

The paper evaluates the feasibility of using foam cementing technology as an alternative to two-stage cementation and considers the advantages of foam cementing and the additional equipment used for this. The authors also inform on the practical significance of foam cementation versus two-stage cementation and present the economic evaluation and conclusions on the practical feasibility to use foam cementation.

Key words: cementing, cementation in quality, gas migration, reduction in accident rate.

Цементирование скважин является основой дальнейшей их длительной, безаварийной и эффективной эксплуатации. Двухступенчатое цементирование может приводить к снижению качества цементирования скважин за счет применения муфты ступенчатого цементирования, увеличению цикла строительства скважины за счет дополнительного время ожидания затвердевания цемента второй ступени и рейса на разбуривание муфты ступенчатого цементирования.

В данной работе пенное цементирование предлагается как альтернатива двухступенчатому цементированию. Рассматриваются преимущества и практическая значимость пеноцементирования в сравнении с двухступенчатым цементированием.

Проводится экономический расчет двух гипотетических скважин Волго-Уральского региона, одна из которых цементировалась с применением технологии пеноцементирования, а другая в две ступени. В результате расчета был получен положительный экономический эффект.

На основании проведенной работы сделаны выводы о целесообразности применения пеноцементирования.

**ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ
НА СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН НА ОСНОВАНИИ
РЕЗУЛЬТАТОВ АВТОРСКОГО НАДЗОРА /IMPROVING THE
QUALITY OF PROJECT DOCUMENTS FOR WELL
CONSTRUCTION BASED UPON THE RESULTS OF DESIGNER'S
SUPERVISION/.**

Мартынов М.В. MartynovMV@samnipi.rosneft.ru

Одинцов С.Н. OdintsovSN@samnipi.rosneft.ru

ООО "СамараНИПИнефть", г. Самара

Аннотация

В работе рассматривается возможность актуализации проектной документации на основании результатов авторского надзора. Приведены проблемы, с которыми сталкиваются специалисты при внесении изменений в проектную документацию. В качестве решения предложено формирование чек-листов проверки проектной документации на предмет учета рекомендаций на основании реестра авторского надзора. Рассмотрен пример чек-листа по одному из проектов 2021 года. Сформулированы выводы о преимуществах введения предлагаемого чек-листа.

Ключевые слова: авторский надзор, строительство скважин, проектная документация, чек-лист

Abstract

Сборник материалов Всероссийской научно-практической конференции
«Актуальные вопросы и инновационные решения в нефтегазовой отрасли»

The paper considers the possibility of project document upgrading, based upon the results of designer's supervision. The authors present the problems faced by the specialists when making changes to project documents. As a solution for this the authors proposed to draft the checklists for checking the project documents and taking into account the recommendations based on the designer's supervision log-book. The paper contains an example of such a checklist for one of the projects in 2021 and makes the conclusions on the advantages while using the proposed checklist.

Keywords:

Designer's supervision, well construction, project documents, checklist.

Авторский надзор (АН) осуществляется в целях обеспечения соответствия выполняемых строительно-монтажных работ на объекте решениям, содержащимся в рабочей документации. Так же на основании результатов АН можно выявить фактические отклонения от проектной документации (ПД), которые положительно повлияли на строительство скважины и с помощью которых можно повысить качество разрабатываемой ПД.

Необходим контроль над процессом учета результатов АН при разработке ПД. Внесение изменений в ПД занимает дополнительное время на поиск отклонения и определение его эффекта. По этой причине существует риск несвоевременной актуализации ПД.

Для решения вышеизложенных проблем предлагается разработка чек-листа с анализом отклонений и рекомендациями специалистов АН, а также комментариями разработчиков и руководителей проекта по поводу возможности учета рекомендаций в разрабатываемой ПД.

В целях наиболее полного отражения информации о пробуренной скважине и зафиксированных отклонениях создан реестр в формате Excel с интерактивным отчетом.

На основании реестра в предлагаемом чек-листе по месторождению будет отображаться номер скважины, секция, проектное и фактическое значение отступления, его анализ и рекомендации специалистов АН. И самое важное – это комментарии специалистов управления инжиниринга бурения и главного инженера проекта по учету рекомендаций при разработке нового проекта.

По результатам проверки сформированного в качестве примера чек-листа по одному из проектов 2021 года было выявлено, что в процессе разработки учтена 21 рекомендация, и не учтено 6 рекомендаций.

На основании проведенной проверки видно, что не все рекомендации учитываются в проектной документации. Поэтому необходимы комментарии специалистов, обосновывающие их решение.

Введение в работу предлагаемого чек-листа позволит:

- обеспечить 100% контроль над включением в новую ПД успешно реализуемых на практике технологических решений;
- повысить качество разрабатываемой ПД за счет включения актуальной информации по пробуренным скважинам;

- сократить время на проведение анализа по ранее пробуренным скважинам при проектировании;
- повысить эффективность строительства скважины путем снижения рисков после анализа, проведенного в процессе АН;
- наглядно показать Заказчику важность проведения работ по авторскому надзору.

**ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ПРОЦЕССА
ПРОЕКТИРОВАНИЯ СКВАЖИН /OPTIMIZATION OF WELL
DESIGN PRODUCTION PROCESS/.**

Худяков А.В. KhudyakovAV@samnipi.rosneft.ru

Коровин И.Ю. KorovinIYu@samnipi.rosneft.ru

Ефимов А.В. EfimovAV@samnipi.rosneft.ru

ООО "СамараНИПИнефть", г. Самара

Аннотация

В работе рассматривается возможность сокращения трудозатрат и времени на процесс проектирования скважин. Подробно рассмотрены проблемы, с которыми технологическая служба бурения сталкивается при построении профиля скважины. Также на конкретном примере представлены экономические и временные затраты при планировании скважин на кустовых площадках. В качестве оптимизации процесса проектирования скважин предложено использование в работе программного обеспечения Decision Space Well Planning. Сформулированы выводы о преимуществах работы в данном ПО и приведены мнения экспертов.

Ключевые слова: технологическая служба бурения, проектирование скважин, раскустование месторождения, риски пересечения скважин, программное обеспечение Decision Space Well Planning.

Abstract

The authors consider the possibility to reduce labour costs and time spent for well design process as well as the problems that drilling technology service faces when constructing a well profile in details. Moreover, a specific example illustrates the economic costs and time when planning the wells at cluster well pads. The authors propose to use Decision Space Well Planning software as the means of optimization process and draw the conclusions on the advantages of applying and provides the expert opinions on this.

Key Words

Drilling technology service, well designing, field drilling schedule, well collision risks, Decision Space Well Planning software.

Бурение является наиболее затратной частью строительства скважин. Именно поэтому важно внимательно подходить к процессу проектирования месторождения.

Одной из основных работ проектировщика технологической службы бурения является построение и разведение профилей скважин на кустовых площадках. Довольно часто встречаются проблемы пересечения скважин, и приходится корректировать профиль, переносить скважины с одной кустовой площадки на другую, корректировать расположение устьев скважин и т.д. Это довольно трудоёмкая работа, которая занимает много времени.

В данной работе с целью оптимизации производственного процесса предлагается использовать в работе ПО Decision Space Well Planning.

Decision Space Well Planning – это многофункциональное программное обеспечение, помогающее значительно сократить время цикла проектирования скважин по сравнению с традиционным ручным методом.

Внедрение и широкое использование ПО Decision Space Well Planning будет иметь огромное значение как для разработки новых месторождений, так и корректировки старых. Главным преимуществом этой программы является возможность обрабатывать огромный объем информации исходных данных геологического и технологического характера, строить профили скважин с учетом рельефа местности и объектов наземной инфраструктуры и выдавать оптимальные решения по раскустовке месторождений с учетом рисков пересечений.

На основании выполненной работы с использованием ПО Decision Space Well Planning выдаются результаты работы, заключения о временных затратах и целесообразности применения данного продукта для последующих проектов.

СЕКЦИЯ: РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РАЗЛИЧНЫХ МЕТОД ПОИСКА ТЕКТОНИЧЕСКИХ НАРУШЕНИЙ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ /USE OF DIFFERENT METHODS FOR SEARCHING FOR TECTONIC DISTURBANCES WHEN DESIGNING A PRESSURE MAINTENANCE SYSTEM/.

*Красильникова М.В. KrasilnikovaMV@samnpi.rosneft.ru
ООО "СамараНИПИнефть", г. Самара*

Аннотация

В статье рассмотрены существующие методы поиска тектонических нарушений. Проанализирована возможность их использования на различных стадиях разработки на примере девонского пласта Верхне-Ветлянского месторождения.

Ключевые слова: тектонические нарушения, поддержание пластового давления, девонские пласты, сейсморазведочные работы, гравиразведка.

Abstract

In the article discusses the existing search methods of tectonic disturbances. The possibility of their use at various stages of development is analyzed using an example of Devonian layer Verkhne-Vetlyanskoye field.

Keywords: tectonic disturbance, maintain formation pressure, Devonian layers, seismic exploration operations, gravimetric prospecting.

В настоящее время на 85% месторождений Самарской области реализована система поддержания пластового давления (ППД). Для 24 % месторождений характерно наличие нефтенасыщенных пластов, приуроченных к девонской системе осадконакопления. Данные объекты характеризуются малым или слабо эффективным аквифером, и соответственно стремительным падением пластового давления без своевременных компенсационных мероприятий.

Однако даже при раннем начале закачки система ППД бывает неэффективна. Это обуславливается рядом проблем, характерных для девонских пластов. Наиболее часто встречающиеся на Самарских месторождениях: смешение несовместимых вод с дальнейшим выпадением осадка и кольматацией призабойной зоны нагнетательной скважины и отсутствие эффекта от закачки из-за наличия тектонических нарушений между нагнетательной и добывающей скважинами. Причем следует учесть, что если первую проблему возможно устранить даже после её возникновения, проведя качественный подбор нагнетаемой воды и анализ на совместимость, то вторую устранить

Сборник материалов Всероссийской научно-практической конференции
«Актуальные вопросы и инновационные решения в нефтегазовой отрасли»

невозможно. Для недопущения её возникновения следует учитывать тектонические нарушения на этапе проектирования системы ППД и соответственно знать их расположение.

Однако, если разломы регионального порядка уверенно выделяются по комплексу геофизических методов, то в локальных структурах достоверное выделение тектонических нарушений методами сейсморазведки довольно затруднительно [1]. Несмотря на необходимость и важность изучения расположения разломов как в целях определения локализации запасов и геологического строения залежи, так и для целей проектирования системы разработки и ППД залежи, тектонические нарушения очень редко бывают целевым объектом изучения при проведении сейсморазведочных работ (ССР) ввиду трудности их выделения. При геологическом картировании и других исследованиях существует ряд признаков установления сбросов и сдвигов, которые можно выявить как традиционными прямыми наблюдениями, так и косвенными методами [2]. Ниже на примере Верхне-Ветлянского месторождения показаны пути решения данной проблемы.

В юго-восточной части пласта Д1 Южно-Зуевского поднятия по результатам анализа ССР 3D Верхне-Ветлянского месторождения выделяется разрывное нарушение в структуре пласта Д1. Указанный разлом имел место быть и ранее. В связи с его размерами и простиранием было принято решение не выносить его на карты. Амплитуда разлома не позволяла с уверенностью говорить о его существовании. При условии, что изучаемый фрагмент площади находится на краю съёмки, есть вероятность краевого эффекта. Полевые сейсморазведочные работы в пределах Верхне-Ветлянского участка были выполнены с нарушением технологии, что сказалось на качестве отстрелянного материала, не позволившем провести прослеживание тектонических нарушений на всём их протяжении.

Система разработки юго-восточной части пласта Д1 рассматриваемого объекта проектировалась без учета возможного тектонического нарушения. На данном участке пробурено 5 добывающих скважин, с учетом особенностей разработки девонских пластов был запланирован перевод в нагнетание скважины №286 после её отработки на нефть и снижения пластового давления по скважинам окружения. Однако после её перевода в ППД эффект прослеживался не по всем добывающим скважинам, в частности по скважинам № 304 и 72 продолжалось падение отборов жидкости. Были проведены дополнительные исследования методами индикаторной диаграммы (ИД) и кривой восстановления давления (КВД) по скважине №72.

На рисунке 1 представлен общий вид замера. В таблице 1 представлены промысловые данные, полученные в результате замеров. Во время работы на штуцере 4 мм наблюдается падение давления после не длительной стабилизации, что возможно свидетельствуют о наличии непроницаемой границы либо ограниченности залежи.

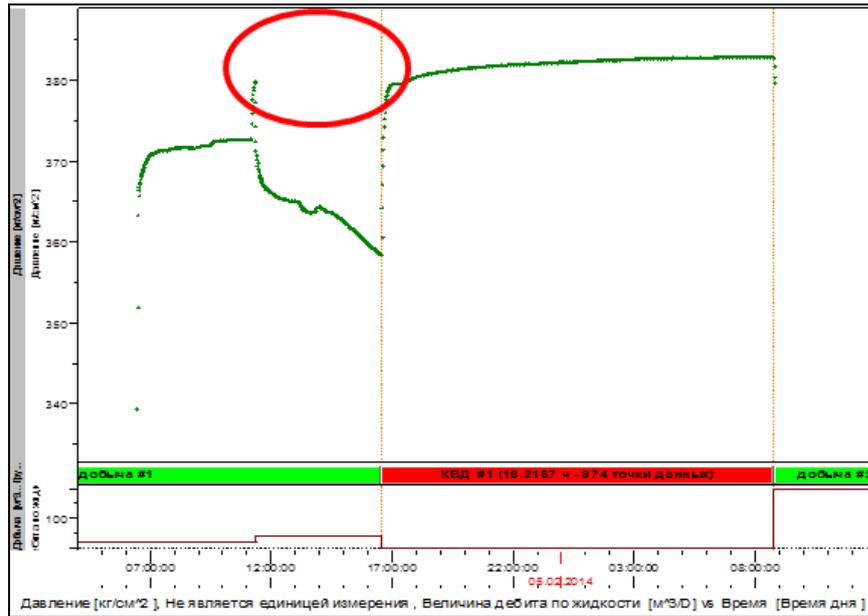


Рис. 1. Общий вид ИК, КВД скважины №72

На диагностическом графике КВД (рисунок 2) так же наблюдается рост производной характерный для непроницаемой одиночной границы. Расстояние до непроницаемой границы согласно интерпретации КВД составляет 81м.

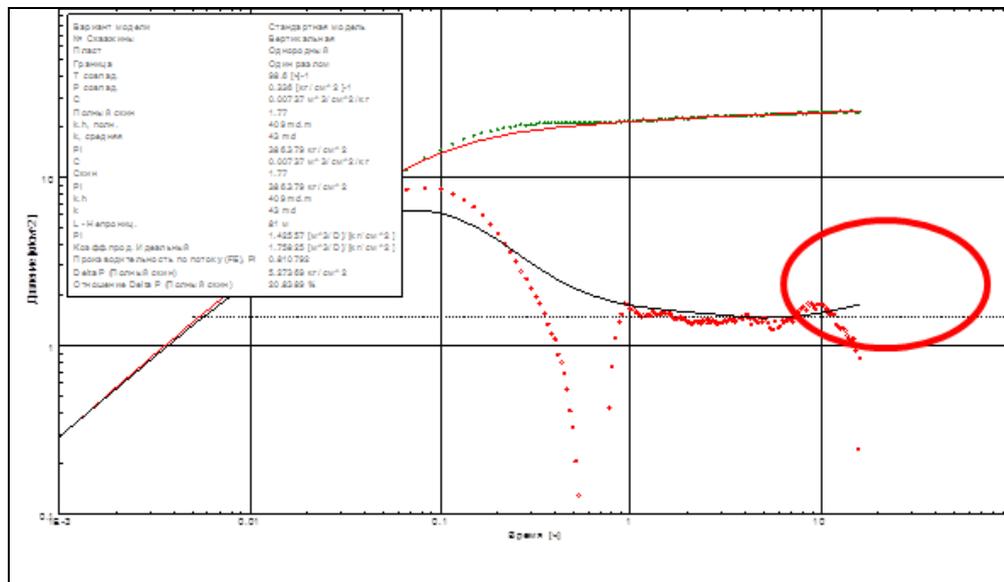


Рис. 2. Диагностический график КВД скважины №72

Таблица 1.

Результаты промысловых замеров на скважине №72 Верхне-Ветлянского месторождения во время ИК, КВД

Диаметр штуцера, мм	Статика	2	4
Время, часы	-	5	5
Дебит, м ³ /сут	-	19	40
Буферное давление, атм	74	38	50
Затрубное давление, атм	94	69	71
Забойное давление, атм	382	372	358
ΔР, атм	-	10	24
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут·атм	-	1,848	1,613

На основании полученных данных, и учитывая историю разработки данного участка, а именно, отсутствие эффекта от нагнетаемой воды для некоторых скважин, было закартировано ранее неучтенное нарушение (рисунок 3). С учётом данного нарушения было принято решение о переводе ещё одной скважины в ППД, находящейся по другую сторону от нарушения.

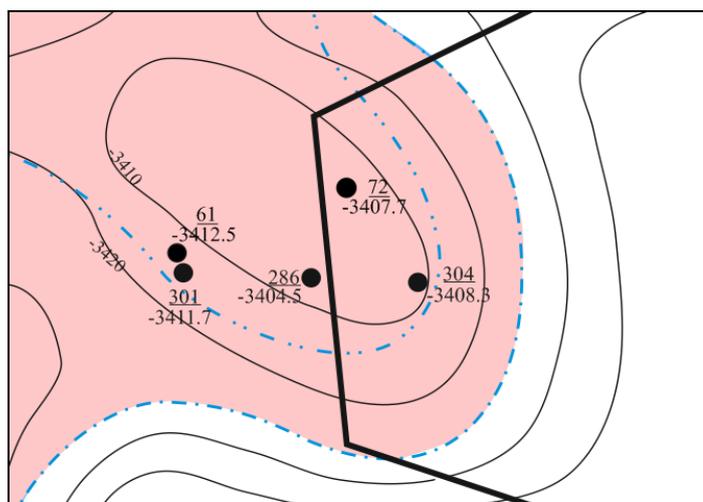


Рис. 3. Фрагмент структурной карты пласта Д1 с выделенным тектоническим нарушением

Следует принимать во внимание тот факт, что тектонические нарушения подразделяются на две большие категории: экранирующие (залеченные) и проводящие (живущие). В зависимости от генетической природы разломов они играют ту или иную роль в миграции и перераспределении флюидов: могут представлять собой непроницаемый для флюидов экран либо, напротив, зону повышенной фильтрации вдоль разлома по системе трещин или по зоне брекчированных пород [3]. Исходя из проведенных исследований и истории разработки можно сделать вывод о наличии экранирующего нарушения в юго-восточной части пласта Д1. Соответственно данное нарушение образует по пласту отдельный блок, на

котором для выработки запасов должны находиться добывающие запасы, а для недопущения снижения пластового давления ниже давления насыщения и прекращения добычи следует вводить собственные нагнетательные скважины.

Также для обнаружения тектонических нарушений широко используется метод анализа геофизических данных по скважинам – сопоставление толщин по данным бурения. При этом прямым диагностическим признаком сбросов являются сокращение в разрезе (или даже выпадение из разреза) толщины пластов, стратиграфических подразделений, тектонические уступы, линейные депрессии, зияющие трещины, выявляемые при комплексной интерпретации материалов геофизических исследований скважин (ГИС) [3]. Однако данный метод неприменим в случае, если скважины, вскрывшие исследуемый пласт, находятся на приблизительно равных отметках и в данном случае рассматриваться не будет. Главным минусом данного метода является его нечувствительность к малоамплитудным нарушениям.

Существует метод определения расположения тектонических нарушений с использованием данных гравиразведки. В большинстве случаев разломы находят четкое отображение в гравитационном поле. Данный метод позволяет довольно точно определить границы отдельных блоков, которым соответствуют зоны больших градиентов или узкие полосовые максимумы аномалий силы тяжести различной интенсивности.

Традиционный вариант выделения и трассирования аномалий, связанных с разломами, предусматривает трансформацию исходного поля силы тяжести (V_z) в поле горизонтального градиента (V_{xy}), в которых разрывные дислокации отображаются в виде хорошо локализуемых экстремумов [4].

Полный горизонтальный градиент гравитационного поля определяется по формуле:

$$V_{xy} = \sqrt{\left(\frac{\partial V_{xy}}{\partial x}\right)^2 + \left(\frac{\partial V_{xy}}{\partial y}\right)^2}$$

В районах со сложным геологическим строением интегральная природа усложняет выделение и трассирование тектонических нарушений. В наиболее благоприятных условиях удается выявить тектонические нарушения, используя ряд косвенных признаков. К таким признакам относят: зоны высоких градиентов, резкое изменение ориентировки аномальной зоны, смещение линейно вытянутых аномалий, резкое ограничение аномалий, участки специфичной морфологии гравитационного поля, торцевое сочленение различно ориентированных аномалий, перерывы и резкое изменение амплитуды линейных аномалий [4].

Для подтверждения выделенного тектонического нарушения на юго-востоке пласта Д1 Южно-Зуевского поднятия и подтверждения возможности использования данного метода для поиска локальных нарушений была построена карта поля полного горизонтального градиента (рисунок 4).

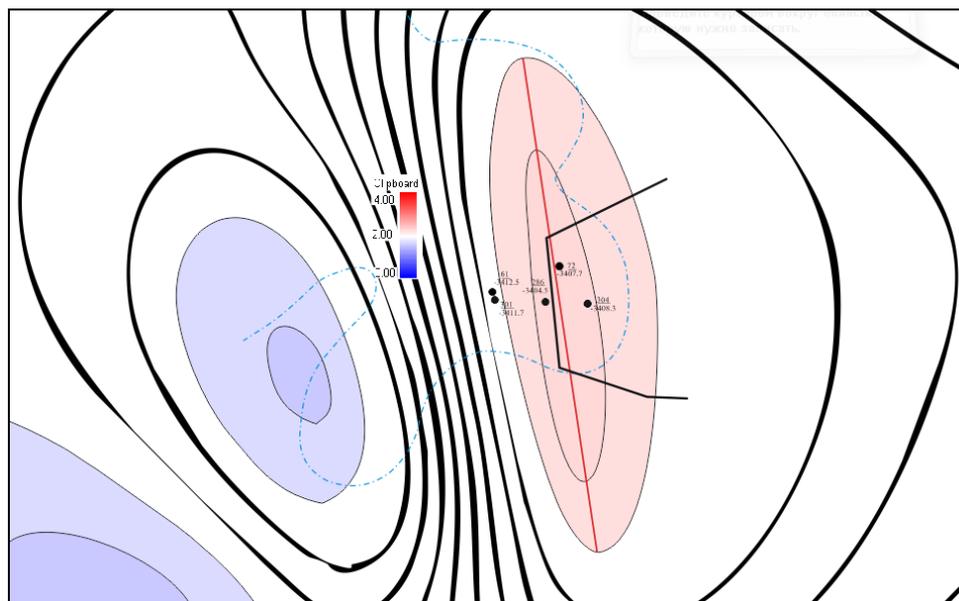


Рис. 4. Фрагмент карты поля полного горизонтального градиента с нанесенными границами пласта Д1 и выделенным нарушением

На приведенном выше фрагменте, используя косвенные признаки, было выделено предполагаемое тектоническое нарушение (красная линия). Линия нарушения проводилась по вектору распределения линейно расположенного максимума градиента в данном районе. Соотнесение с ранее закартированным нарушением (черная линия) показывает высокую точность данного метода и возможность использования данного метода для изучения расположения нарушений при проектировании системы ППД.

Таким образом, данный метод имеет значительное преимущество при проектировании системы разработки на ранних этапах, в том числе, когда месторождение находится на этапе разбуривания. Однако следует учитывать и сложность трассирования нарушений при сложном геологическом строении. В таком случае при возможности следует применять несколько методов.

Таким образом, комплексное изучение и интерпретация информации, поддержанная гидродинамическими и другими исследованиями, позволяет уточнить геологическое строение залежи, определить наличие тектонических нарушений и предположить их характер для дальнейшего использования полученной информации в процессе проектирования разработки месторождений, что позволит своевременно начинать заводнение и не допускать значительного снижения пластового давления и сопутствующих этому потерь добычи нефти.

Список используемых источников информации:

1. Шилов Г.Я. Достоверная идентификация разломов – ключ к повышению эффективности нефтегазопоисковых работ / Г.Я. Шилов // Недропользование XXI век. – 2012. - №.3. – С.60-62.

2. Калинина Е.А. Опыт выделения тектонических нарушений по комплексу промыслово-геофизических исследований / Е.А. Калинина, С.Б. Остроухов, В.А. Бочкарев // Каротажник. – 2012. - №5. – С.22-29.
3. Бочкарев В. А. Сбросы и сдвиги в нефтегазовой геологии [Текст] / В.А. Бочкарев, А.В. Бочкарев – М.: ОАО “ВНИИОЭНГ”, 2012. – 221 с.
4. Рейтюхов К.С. Технология обработки и интерпретации геофизических данных при нефтепоисковых работах (на примере Волгоградского Поволжья) : дис. канд. геолого-минералогических наук : 25.00.10/Константин Сергеевич Рейтюхов; Саратов. гос. ун-т им. Н.Г.Чернышевского. – Саратов, 2004. – 133 с.

**ОЦЕНКА ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ ПОТЕНЦИАЛЬНОГО ДЕБИТА
ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ К ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ
ПАРАМЕТРАМ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА
/ESTIMATION OF THE SENSITIVITY OF THE POTENTIAL DEBIT OF
A HORIZONTAL WELL TO THE TECHNOLOGICAL PARAMETERS OF
MULTI-STAGE HYDRAULIC FRACTURING/.**

Гайзулина А.А. GayzulinaAA@samnipi.rosneft.ru

Ольховская А.В. valeriaolkh@mail.ru

ООО "СамараНИПИнефть", г. Самара

Аннотация

В статье проанализирована зависимость дебита жидкости горизонтальной скважины с проведением многостадийного гидроразрыва пласта к различным технологическим параметрам; проведен анализ результатов по модели С.В. Елкина, А.А. Алероева, Н.А. Веремко, М.В. Чертенкова и сделаны выводы.

Ключевые слова: дебит скважины, гидравлический разрыв пласта (ГРП), многостадийный ГРП, метод оценки дебита.

Abstract

In the article the dependence of the well production rate in a horizontal well with a multi-stage fracturing of the formation to various technological parameters are analyzed; an analysis of the results of S.V. Elkin, A.A. Aleroev, N.A. Veremko, M.V. Chertenkov model and conclusions are drawn.

Keywords: well production rate, hydraulic fracturing of a formation (HFF), multi-stage hydraulic fracturing (MSHF), method of production rate estimation.

В современных условиях высокой выработки легкоизвлекаемых запасов нефти необходимо уделить особое внимание технологиям, позволяющим вовлекать в разработку низкопроницаемые неоднородные коллекторы. Разработка таких объектов возможна при использовании технологии бурения горизонтальных скважин (ГС) с проведением многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) [1]. Конструкция ГС с МГРП позволяет увеличить площадь дренирования запасов, и, соответственно, ввести в разработку

нерентабельные запасы, а также повысить коэффициент нефтеизвлечения (КИН).

Высокая стоимость бурения ГС и проведения МГРП предусматривает тщательное планирование и расчёт на этапе проектирования для оценки экономической целесообразности.

В данной статье обсуждаются зависимости потенциального дебита ГС от таких технологических параметров, как число трещин ГРП и полудлина трещины. Расчёты выполнены с использованием модели, предложенной авторами работы [2], учитывающей угол отклонения трещин от нормали к скважине. Дебит жидкости ГС ($Q_{ж}$) по данной модели рассчитывается как сумма дебита жидкости крайних трещин (Q_D) вследствие псевдорadiaльного притока и дебита притока жидкости к границе трещинного пространства (Q) при исключении внешних частей зон дренирования крайних трещин:

$$Q_{ж} = Q + Q_D \quad (1)$$

С учётом угла отклонения трещин от нормали к скважине, дебит притока жидкости к границе трещинного пространства при исключении внешних частей зон дренирования крайних трещин, согласно представлениям С.В. Елкина, А.А. Алероева, Н.А. Веремко и М.В. Чертенкова, можно оценить по формуле:

$$Q = \frac{k \cdot h \cdot L}{b \cdot \mu (R - x_f \cdot \cos \alpha)} \cdot \left(P_{п} - \frac{P_0}{2} - \frac{P_3}{2} \right), \quad (2)$$

где N – число трещин; x_f – полудлина трещины; α – угол между нормалью к скважине и направлением трещины; R – радиус дренирования; P_0 – промежуточное давление на границе межтрещинного пространства, которое рассчитывается с помощью выражения:

$$P_0 = \frac{P_{п} - P_3 \cdot \left(\frac{1}{2} - (N - 1)^2 \cdot \frac{4 \cdot x_f \cdot (R - x_f \cdot \cos \alpha)}{L^2 \cdot \cos \alpha} \right)}{\frac{1}{2} + (N - 1)^2 \cdot \frac{4 \cdot x_f \cdot (R - x_f \cdot \cos \alpha)}{L^2 \cdot \cos \alpha}}, \quad (3)$$

Дебит крайних трещин вследствие псевдорadiaльного притока, в свою очередь, рассчитывается по формуле:

$$Q_D = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (P_{п} - P_3)}{b \cdot \mu \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot R}{x_f} \right)} \quad (4)$$

Дебит жидкости ГС с МГРП рассчитан для условий объекта У2 Утёвского месторождения (Самарская область).

Коллекторами пласта У2 служат органогенно-обломочные известняки, нередко доломитизированные, с прослоями плотных, ангидритизированных карбонатов. Покрышкой для залежей служат ангидритизированные известняки и ангидриты толщиной 10 и более метров. Залежь пластово-сводового типа с узкой водонефтяной зоной.

Пласт У2 представлен несколькими (от 1 до 4) проницаемыми пропластками, толщиной от 0,4 м до 7,1 м, разделёнными плотными прослоями толщиной от 0,2 м до 4,3 м. Общая толщина пласта достигает 9,4 м. Нефтенасыщенная толщина пласта 6,0 м. Средняя проницаемость пласта равна 0,025 мкм².

Пластовая нефть, рассматриваемого объекта относится к особо лёгким – с плотностью 779,0 кг/м³, с незначительной динамической вязкостью 2,34 мПа·с. Давление насыщения нефти газом при пластовой температуре – 7,28 МПа, газосодержание при однократном разгазировании – 64,29 м³/т.

После дифференциального разгазирования: плотность нефти – 831,0 кг/м³, газосодержание – 52,99 м³/т, объёмный коэффициент – 1,158, динамическая вязкость нефти – 8,77 мПа·с.

Исходные данные для расчёта потенциального дебита ГС с МГРП представлены в таблице 1.

Таблица 1.

Исходные данные

Параметры	Размерность	Значение
Проницаемость пласта k , 10^{-3}	мкм ²	25
Эффективная толщина пласта, h	м	6
Длина ГС, L	м	500
Объёмный коэффициент нефти, b	доли ед.	1,158
Вязкость жидкости, μ	мПа·с	2,44
Радиус дренирования, R	м	350
Полудлина трещины, X_f	м	50
Пластовое давление, P_{II}	атм	130
Забойное давление, P_z	атм	70

Результаты расчёта с использованием уравнений (1)-(4) представлены на рисунке 1 в виде графической зависимости дебита жидкости и промежуточного давления на границе межтрещинного пространства от числа трещин ГРП.

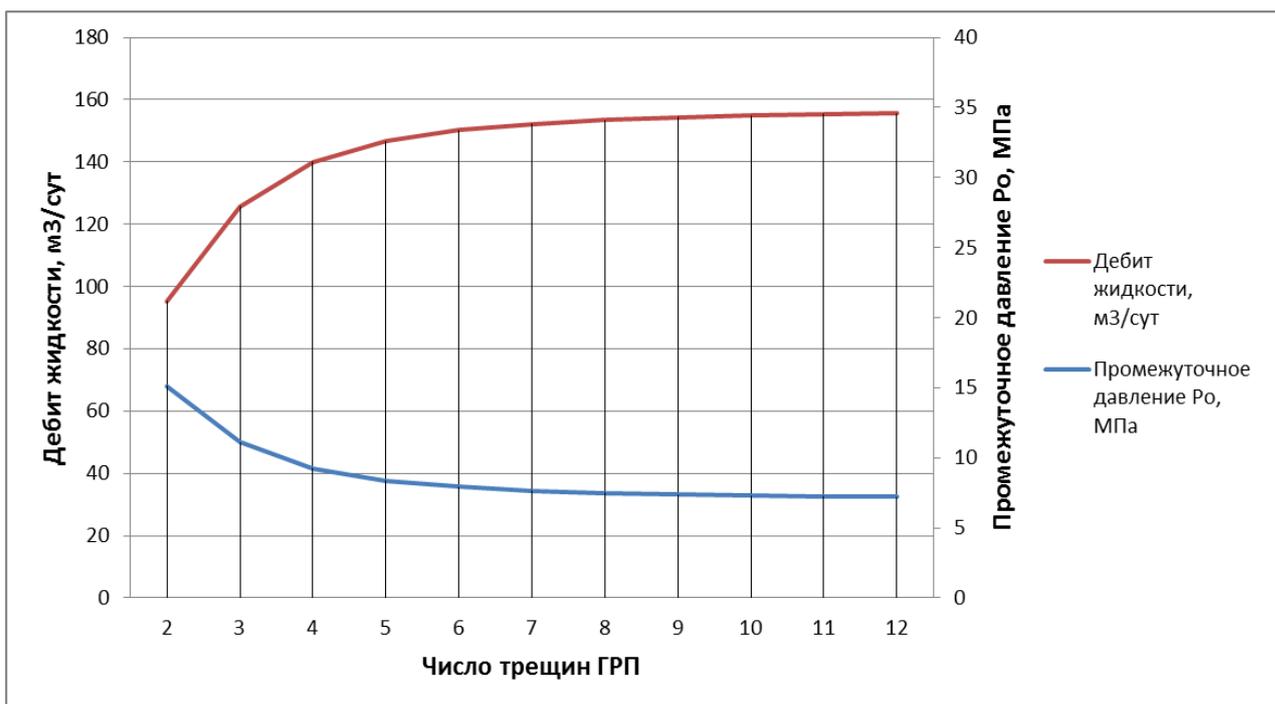


Рис. 1 - Зависимость дебита жидкости ГС и промежуточного давления на границе межтрещинного пространства от числа трещин ГРП.

Как видно из рисунка 1, дебит жидкости стремительно растёт при увеличении числа трещин ГРП. Однако при числе трещин больше 7 прироста дебита жидкости не наблюдается.

Представляет также интерес оценка влияния на показатели МГРП геометрических характеристик трещин, в частности, их направления и полудлины.

На рисунке 2 представлены зависимости дебита ГС от числа трещин ГРП при разных значениях угла α между нормалью к скважине и направлением трещины.

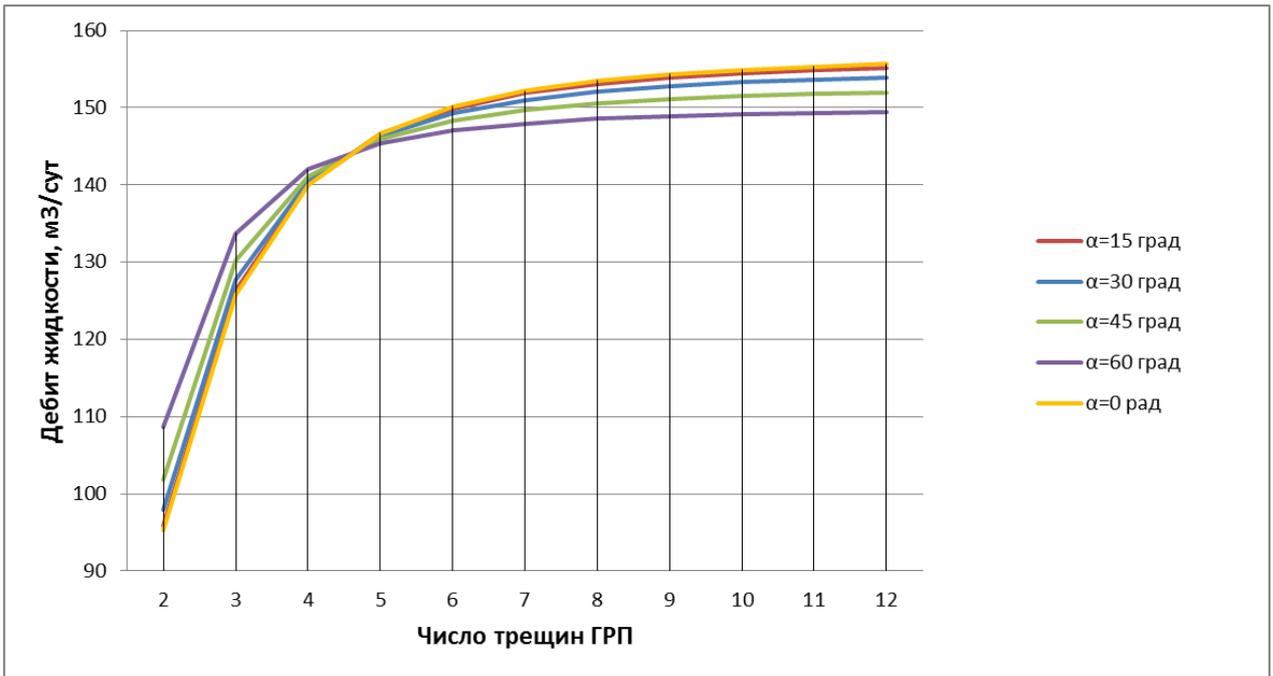


Рис. 2 - Зависимость дебита жидкости от числа трещин ГРП при разных значениях угла между нормалью к скважине и направлением трещины.

Из рисунка 2 можно следуют два вывода. Первый: при числе трещин от 2 до 4 дебит жидкости с увеличением значения угла между нормалью к скважине и направлением трещины растёт. Второй: при числе трещин больше 4 зависимость меняется, и дебит жидкости растёт с уменьшением значения угла между нормалью к скважине и направлением трещины.

На рисунке 3 представлены зависимости дебита жидкости от числа трещин ГРП для их различных полудлин.

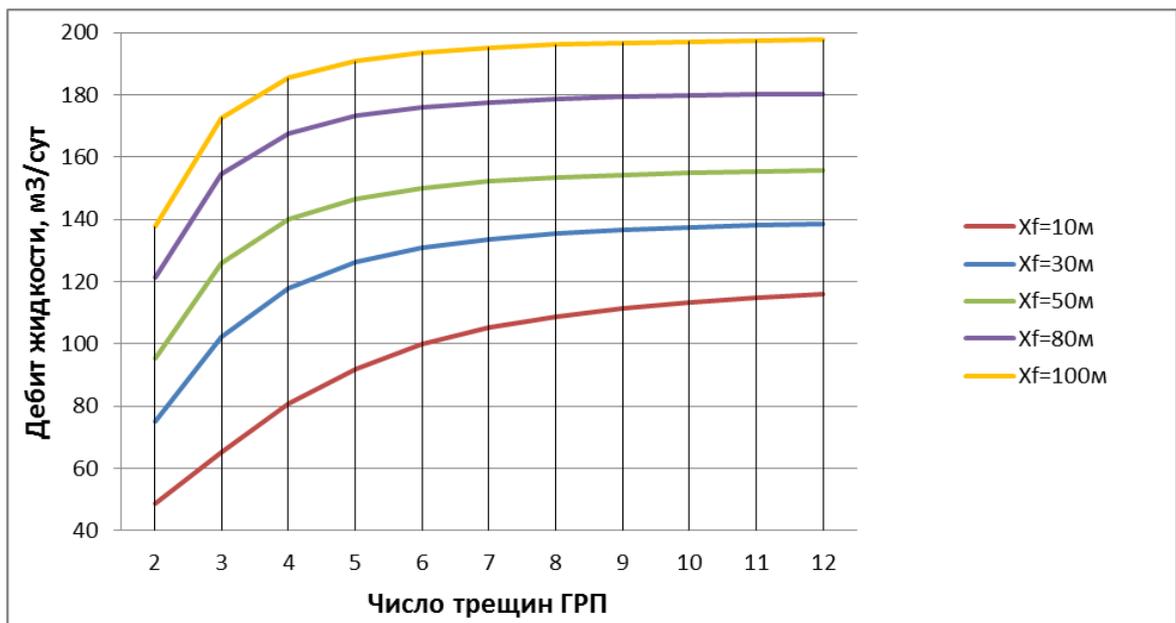


Рис. 3 - Зависимость дебита жидкости от числа трещин ГРП для различных полудлин.

Из рисунка 3 следует: чем больше полудлина трещины, тем больше дебит, вне зависимости от количества созданных трещин. Следовательно, для повышения эффективности ГС с МГРП, в случае отсутствия геологических ограничений, необходимо стремиться к созданию более протяжённых трещин, что увеличит площадь дренирования запасов.

По результатам расчётов и анализа геологической ситуации можно заключить: оптимальными технологическими параметрами для ГС с МГРП на объекте У2 Утёвского месторождения являются полудлина трещины 100 м, угол между нормалью к скважине и направлением трещины 0 градусов (трещина перпендикулярна к скважине и параллельна кровле и подошве пласта) и 6 стадий ГРП при длине горизонтального окончания ствола 500 м.

Список используемых источников информации:

1. Гилаев, Г.Г. Гидроразрыв пласта в вертикальных и горизонтальных скважинах; учеб. пособие / Г.Г. Гилаев, В.А. Ольховская, Г.Г. Гилаев, В.М. Хафизов. – И.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2020. – 304 с.
2. Елкин, С.В. Учёт влияния отклонения трещин от перпендикулярного положения к горизонтальной скважине на дебит жидкости после многозонного гидроразрыва пласта / С.В. Елкин, А.А. Алероев, Н.А. Веремко, М.В. Чертенков // Нефтепромысловое дело. - 2016. - №10. - С.37-42.

ПАРОГАЗОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПЛАСТ В СКВАЖИНЕ С ДУАЛЬНОЙ СИСТЕМОЙ СТВОЛОВ /STEAM-GASSTIMULATION OF THE RESERVOIR IN A DUAL-WELL SYSTEM/.

Губанов С.И. gubanovsi.samgtu@gmail.com

Ольховская В.А., Силантьева А.М.

ФГБОУ ВО «СамГТУ», г. Самара

Аннотация

В статье рассматривается тепловое воздействие на нефтяной пласт в скважине с дуальной системой стволов с применением забойных парогазогенераторных устройств. Приводятся результаты расчёта глубины прогрева пласта до заданной температуры, позволяющей оптимизировать добычу нефти. Целью теплофизических расчётов является уточнение положения забоя добывающего ствола по отношению к источнику прогрева.

Ключевые слова: парогазовое воздействие, дуальная система стволов, добыча высоковязкой нефти, тепловое воздействие.

Abstract

The article discusses the thermal effect on the oil reservoir in a dual-well system using downhole steam and gas generating devices. The results of calculating the depth of formation heating to a given temperature, which allows to optimize oil

rate, are presented. The purpose of thermophysical calculations is to clarify the position of the production shaft bottom in relation to the heating source.

Keywords: steam-gas stimulation, dual-well system, production of high-viscosity oil, thermal effect.

Запасы высоковязкой нефти (ВВН) и природного битума (ПБ) на сегодняшний день объективно превышают запасы легкой нефти, однако в разработке их находится меньше 7%. Существующие способы разработки различаются технологическими и экономическими характеристиками, чувствительны к геолого-физическим условиям залегания пластов, свойствам и состоянию углеводородного сырья, климатогеографическим условиям [1,2]. Основным способом воздействия на залежи ВВН и ПБ являются тепловые методы. Варианты воздействия теплоносителями, нагнетаемыми с поверхности, требуют использования наземных теплогенерирующих установок, высоких капитальных вложений и эксплуатационных затрат, экологически рискованны, а также регламентируются глубиной залегания продуктивных пластов. Успешность воздействия теплом резко снижается на глубинах свыше 1000 м. Основной проблемой при использовании наземных парогенераторов являются непроизводительные потери тепла, что повышает интерес к парогенераторам, размещенным непосредственно на забое скважины. Промышленное испытание прошли: внутрискважинный парогазогенератор компании Sandia National Laboratories [3], технологический комплекс с забойным парогазогенератором на монотопливе компании ОАО «РИТЭК» [4] и парогазогенераторная установка «Дракон» УПГГ-10/16 компании ОАО «Роснефть-Термнефть» [5]. Технические характеристики парогазогенераторных установок приведены в таблице 1.

Таблица 1.

Технические характеристики парогазогенераторных установок

Название/параметр	Внутрискважинный парогазогенератор	Забойный парогазогенератор	Установка «Дракон»
Производительность по парогазу	1-8 т/ч	2-4 т/ч	1,25-10 т/ч
Максимальное давление нагнетания парогаса	21 МПа	10,5 МПа	16 МПа
Температура теплоносителя	150 – 350°С	260°С	150 – 350°С
Вид топлива	монотопливо	дизельное	дизельное

Технология разработки месторождений высоковязкой нефти скважиной с дуальной системой стволов включает периодический прогрев пласта с

помощью высокотемпературного источника, размещенного в непосредственной близости к объекту воздействия. Вертикальный и дополнительный боковой ствол скважины сообщаются с одним и тем же нефтенасыщенным пластом. Назначение вертикального ствола – периодический прогрев породы, бокового – отбор разогретой нефти за пределами зоны повреждения [6].

Задачей проектирования является определение оптимального положения забоя бокового ствола скважины по отношению к источнику, генерирующему парогазовую смесь. Температура пласта в точке отбора должна обеспечивать подвижность нефти, достаточную для поддержания рентабельного дебита при умеренной депрессии.

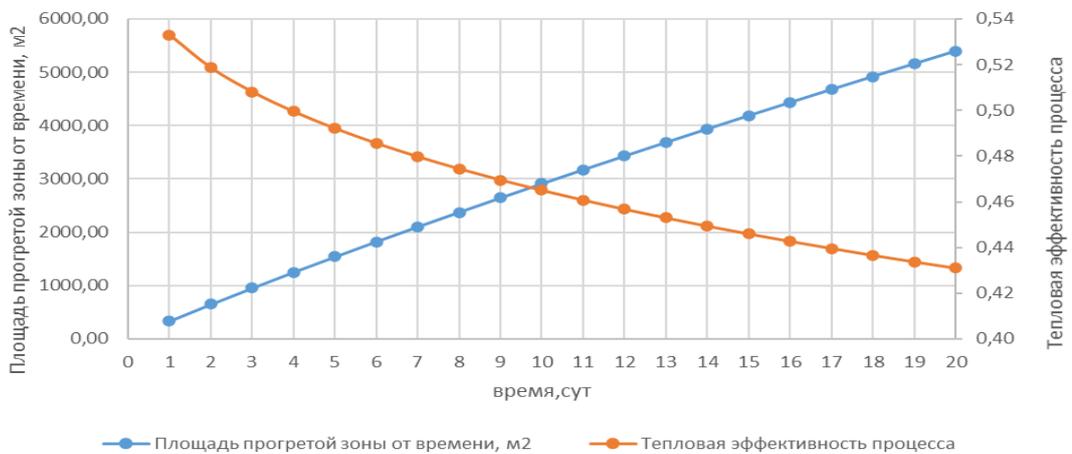


Рис. 1. – График зависимости площади прогретой зоны и тепловой эффективности процесса от времени прогрева пласта

Расчет площади и радиуса прогрева пласта с толщиной 5,1 м выполнен исходя из следующих условий: источником теплового воздействия является подземный парогазогенератор на монотопливе; температура нагнетаемой парогазовой смеси 240 °С; начальная температура пласта 33 °С; оптимальная температура прогрева 50 °С (определена с учётом реологических свойств нефти); источник работает в режиме 8000 кг/час парагаза.

Рассчитаны:

темп ввода тепла в пласт $H_0 = q_n \cdot (C_r \cdot x_r + i_{пр} - C_n \cdot T_{пл})$;

коэффициент температуропроводности $\alpha_{пр} = \frac{\lambda_n}{C_{рп} \cdot \rho_{пл}}$;

площадь прогретой зоны $A(t_{зак}) = \frac{H_0 \cdot h_{зф}}{4 \cdot \lambda_n \cdot (T_{пр} - T_{пл})} \cdot \left[e^{\tau^2} \cdot \text{erfc}(\tau) + \frac{2 \cdot \tau}{\sqrt{\pi}} - 1 \right]$,

$$\tau = \frac{2 \cdot \lambda_n}{\rho_{пл} \cdot C_{рп} \cdot h_{зф} \cdot \sqrt{\alpha_{пр}}} \cdot \sqrt{t_{зак}};$$

объемное теплосодержание пласта в паровой зоне

$$c_n^1 = m \cdot C_r \cdot \rho_r + (1 - m) \cdot C_{пл} \cdot \rho_{пл} \cdot (T_{пр} - T_{пл});$$

тепловая эффективность процесса $\eta_\tau = \frac{A(t_{зак}) \cdot h_{зф} \cdot c_n^1}{H_0 \cdot t_{зак}}$

Радиус прогрева до температуры +50 °С составляет 76 м и принимается за расстояние между забоями прогревающего и добывающего стволов.

«Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 19-35-90068»

Список используемых источников информации:

1. Farouq Ali. Heavy Oil Recovery - Principles, Practicality, Potential, and Problems // SPE paper 4935-MS presented at SPE Rocky Mountain Regional Meeting, 15-16 May, Billings, Montana. – 1974.
2. Sadler K. W. An EUB Review of In Situ Oil Sands Bitumen Production // SPE paper 30240-MS presented at SPE International Heavy Oil Symposium, 19-21 June, Calgary, Alberta, Canada. – 1995.
3. Marshall B.W. Field test of two high-pressure, direct-contact downhole steam generators // Volume I. Air/diesel system [Report]. – Albuquerque: Sandia National Laboratories. – 1983.
4. Кокорев В.И. Результаты государственных приёмочных испытаний технологического комплекса с забойным парогазогенератором на монотопливе / Кокорев В.И., Бугаев К.А. // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2010. – №6. – с. 34-38.
5. Антониади Д.Г. Увеличение нефтеотдачи пластов газовыми и парогазовыми методами / М.: ОАО «Издательство «Недра». 1998. – 304 с.
6. Imran Ali. A dual-well system and thermal-gas-chemical formation treatment: Combined methods for high-viscosity oil production / Imran Ali, Gubanov S.I., Ovchinnikov K.A., Olkhovskaya V.A., Kovaleva G.A., Galunin E., Tkachev A. // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 194 (107554). – 2020.

**КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К РЕШЕНИЮ ПРОБЛЕМЫ
ОРГАНИЗАЦИИ МЕЖЛАБОРАТОРНЫХ СРАВНИТЕЛЬНЫХ
ИСПЫТАНИЙ ПО ПОКАЗАТЕЛЮ "ГАЗСОДЕРЖАНИЕ
ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ" / COMPREHENSIVE APPROACH TO SOLVING
THE PROBLEM OF ORGANIZING INTERLABORATORY
COMPARATIVE TESTS ON THE INDICATOR "GAS CONTENT OF
RESERVOIR OIL»/.**

Павлов П.В. PavlovPV@samnipi.rosneft.ru

Закиров Д.Р. ZakirovDR@samnipi.rosneft.ru

Чернов Е.Н. ChernovEN@samnipi.rosneft.ru

ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара

Аннотация

В статье рассмотрены варианты организации межлабораторных сравнительных испытаний по показателю "газосодержание пластовой нефти" с учетом требований Росаккредитации и ГОСТ ISO/IEC 17025-2019.

Ключевые слова: межлабораторные сравнительные испытания (МСИ), газосодержание, вариант организации МСИ, моделирование пластовой смеси.

Abstract

The article considers the options for organizing interlaboratory comparative tests for the indicator "gas content of reservoir oil", taking into account the requirements of Rosaccreditation and GOST ISO / IEC 17025-2019.

Keywords: interlaboratory comparative tests (MSI), gas content, MSI organization variant, reservoir mixture modeling.

Участие лабораторией в программах проверки квалификации, реализуемых посредством МСИ – один из важнейших инструментов для демонстрации компетентности и обеспечения качества, в том числе, достоверности результатов испытаний.

Проблемой организации МСИ по показателю «газосодержание пластовой нефти», который в Российской Федерации относится к подсчетным параметрам при постановке на баланс запасов углеводородного сырья, является как отсутствие нормативной базы по исследованию газосодержания пластовой нефти, так и единого понимания и подхода в организации сравнительных испытаний между лабораториями. Сюда же необходимо отнести отсутствие стандартных образцов утвержденного типа.

В документе СМ № 03.2-1.0008 «Политика Росаккредитации в отношении проверки квалификации путем проведения межлабораторных сравнительных (сличительных) испытаний» версия 01 от 29.01.2021г однозначно указывается, что Росаккредитация признает результаты МСИ, полученные по программам МСИ, проводимым провайдерами программ проверки квалификации (провайдерами МСИ), аккредитованными в НСА на соответствие требованиям ГОСТ ISO/IEC 17043 (включая зарубежных провайдеров).

Однако, в случае отсутствия провайдеров НСА, признаются результаты участия лаборатории в МСИ, предусмотренные пунктом 7.2.2 (b) ГОСТ ISO/IEC 17025-2019. Таким образом, у лабораторий остается возможность проведения независимых сравнительных испытаний для подтверждения качества проводимых испытаний, особенно при проведении верификации методик испытаний, при проведении валидации нестандартных методик, разработанных самими лабораториями.

Предложены три варианта организации МСИ по газосодержанию пластовой нефти. В качестве провайдера выбирается лаборатория, имеющая наилучшие возможности по организации процесса.

В первом варианте лаборатория-провайдер самостоятельно готовит образец для испытаний с применением разгазированной нефти и природного газа. Оптимальным признано использование нефти и газа, свободных от сероводорода, его органических производных и других коррозионных

агентов, обладающих высокой реакционной активностью и ответственных за изменение состава образца.

На следующем этапе единая проба разделяется на образцы, содержащиеся в однотипных контейнерах высокого давления. Образцы должны быть гомогенными и находиться под одинаковым давлением. Готовые образцы транспортируются в остальные лаборатории, участвующие в МСИ. Преимуществом такого метода является использование одинаковых по составу проб и условиям приготовления проб, недостатком – необходимость транспортировки проб на значительные расстояния, риск потери кондиционности. Данный вариант предпочтителен для лабораторий, расположенных в пределах одного региона Российской Федерации.

Во втором варианте лаборатории-участники МСИ договариваются о единой технологии приготовления образцов, доступной для реализации на имеющемся оборудовании, а также с использованием общедоступных реагентов и материалов. В этом случае, приготовление и анализ проб происходят в одной лаборатории, предпочтительно на разных исследовательских установках. Преимуществом такого подхода является отсутствие транспортных затрат, недостатком – недостаточный контроль со стороны лаборатории-провайдера за действием лабораторий-участников, повышенный вклад систематической и случайной погрешности в результат.

Третий вариант является синтезом вариантов 1 и 2 и предполагает выезд представителя лаборатории-провайдера в лаборатории-участники и приготовление исследуемой пробы на месте из общедоступных реактивов и материалов по принятой методике. В дальнейшем представитель провайдера присутствует на испытаниях образца и имеет возможность контролировать и фиксировать процесс. Недостатком этого варианта можно считать высокие транспортные издержки лаборатории-провайдера и возможные ограничения в связи с распространением коронавирусной инфекции.

Для изучения возможности реализации 2 и 3 вариантов проведены эксперименты по моделированию пластовой смеси. В качестве жидкой фазы использовались такие общедоступные реагенты, как бензин-растворитель по ТУ 38.401-67-108-92, бензол химически чистый по ГОСТ 5955-75 и их смеси; в качестве газовой фазы – азот газообразный по ГОСТ 9293-74 и углекислый газ по ГОСТ 8050-85 и их смеси. Перечисленные компоненты и смеси присутствуют в пластовых нефтях в различных соотношениях. Моделирование проводилось на установке по рекомбинации пластовых флюидов.

В ходе экспериментов определялись значения растворимости чистых газов и их смесей в жидких фазах различного состава и необходимое для этого давление. Для упрощения задачи все манипуляции проводились при комнатной температуре в диапазоне $23 \pm 1^\circ\text{C}$. Критерием качества полученной газонасыщенной смеси выбрана стабильность системы при проведении однократного последующего разгазирования, повторяемость и

воспроизводимость значения газосодержания. Подготовлены линейки образцов с различными комбинациями жидких и газовых компонентов.

В результате серии проведенных экспериментов нами было выявлено большее сродство углекислого газа к используемой жидкой фазе. Использование смеси азота и углекислого газа, а также одного азота в качестве газовой фазы, признано нецелесообразным, поскольку в процессе дегазации азот имеет тенденцию к мгновенному закипанию при снижении давления системы ниже 100 атм.

Наибольшая растворимость углекислого газа обнаружена для жидкой фазы компонентов бензин-бензол в соотношении 3:1, при этом замеренное газосодержание углекислого газа находится на уровне $32,5 \pm 0,5$ м³/т. Указанное соотношение стабильно при температуре смеси $23 \pm 1^\circ\text{C}$ и давлении 100 атм.

На следующем этапе работы предполагается внедрение результатов в практическую деятельность, разработка критериев межлабораторных сравнительных испытаний, поиск заинтересованных в участии лабораторий.

По результатам проделанной работы можно сделать следующее заключение:

1. Предложены три варианта организации межлабораторных сравнительных испытаний по показателю «газосодержание пластовой нефти», выбор предпочтительного варианта зависит от оснащенности участвующих в МСИ лабораторий, возможностей провайдера, географического местоположения лабораторий друг относительно друга.
2. В лабораторных условиях удалось создать модель газонасыщенной жидкости, имитирующей пластовую нефть, на основе общедоступных недорогих химических реагентов (бензин, бензол) и газов (азот, углекислый газ).
3. Эксперименты по дегазации модельной смеси подтвердили возможность получения воспроизводимых значений газосодержания с приемлемой точностью.

Список используемых источников информации:

1. ГОСТ ISO/IEC 17025-2019 «Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий».
2. СМ № 03.2-1.0008 «Политика Росаккредитации в отношении проверки квалификации путем проведения межлабораторных сравнительных (сличительных) испытаний» версия 01 от 29.01.2021г.
3. ГОСТ ISO/IEC 17043-2013 «Оценка соответствия. Основные требования к проведению проверки квалификации».
4. ТУ 38.401-67-108-92 «Бензин-растворитель для резиновой промышленности. Технические условия».
5. ГОСТ 5955-75 «Бензол. Технические условия».
6. ГОСТ 9293-74 «Азот газообразный и жидкий. Технические условия».

7. ГОСТ 8050-85 «Двуокись углерода газообразная и жидкая. Технические условия».

**НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ ПРИ ВЫЧИСЛЕНИИ ДЕБИТОВ
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН /SENSITIVITY OF THE
HORIZONTAL GAS WELL PERFORMANCE IN RESPECT TO SOME
RESERVOIR PARAMETERS/**

*Курганов Д.В. dmitri.kourganov@inbox.ru
ФГБОУ ВО «СамГТУ», г. Самара*

Аннотация

В работе приведен алгоритм для расчета притока газа к горизонтальной скважине с учетом потерь в стволе, более точно учитывающий процессы в системе пласт-скважина, чем большинство стандартных моделей. Для этого использованы известные уравнения в нестандартном наборе. Также предусмотрена возможность исследования влияния различных пластовых и скважинных параметров на дебит горизонтальной газовой скважины путем численного расчета производных. Для реальной скважины даны определенные рекомендации по учету данных параметров с точки зрения дебита, а также приводятся соображения по подбору оптимальной длины ствола и оценке необходимой точности в определении проницаемости и анизотропии для целей расчета дебита.

Ключевые слова: дебит, газ, горизонтальная скважина, моделирование, проницаемость, пласт, вязкость, плотность.

Abstract

Horizontal well performance, including gas wells productivity, has been widely explored by domestic and foreign engineers. Horizontal well technology nowadays is the most powerful and complicative tool for development of oil and gas reservoirs. The cost of horizontal drilling permanently declines (comparatively to the previous century) so it is spread widely all over the globe.

Mathematical models of horizontal well are much more complicative than common slanted and vertical wells. In this paper special algorithm proposed for calculation of the gas inflow into horizontal well taking into account pressure losses in well itself. Also by calculating derivatives there is sensitivity of gas rate to several reservoir and well parameters investigated. Those parameters are permeability, thickness, well length, anisotropy etc.

For the real field well some practical recommendations are given in respect to permeability determination and estimation of reservoir parameters.

Keywords: rate, gas, horizontal well, model, permeability, reservoir, viscosity, density.

Существуют различные постановки задачи о притоке газа в скважину. Далее в работе используется постановка Joshi, в которой уравнение притока для

дебита горизонтальной газовой скважины при псевдоустановившемся режиме притока выглядит следующим образом [1]:

$$q_g = \frac{c_1 k h (p^2 - p_{wf}^2)}{(\ln(\frac{r_e}{r_w}) - 0.75 + s + s_m + s_{ca} - c + D q_g) \mu Z T}, \quad (1)$$

$$D = \frac{c_2 \gamma_g k^\alpha h}{\mu r_w h_p^2},$$

где q_g - дебит газа; p - среднее пластовое давление; p_{wf} - среднее забойное давление; s - отрицательный скин, зависящий от длины горизонтальной скважины; s_m - механический скин, s_{ca} - скин-фактор, зависящий от формы дренируемой области; c - константа, зависящая от формы дренируемой области; k - проницаемость; h - толщина пласта; r_e - радиус дренирования; r_w - радиус скважины; Z - сжимаемость газа в пластовых условиях, α - показатель степени, зависящий от типа коллектора; T - пластовая температура; μ - вязкость газа; β - коэффициент фильтрации при высоких скоростях; γ_g - относительная плотность газа; h_p - перфорированный интервал; k - проницаемость в призабойной зоне; c_1, c_2 - константы, зависящие от используемых единиц.

В работе [2] представлено решение для расчета дебита горизонтальной скважины с учетом потерь давления в горизонтальной секции ствола скважины. Для ламинарного потока это решение имеет вид:

$$q_g = (\bar{p} - p_{wf}(x)) \sqrt{\frac{J_h}{c_w'}} \times \frac{\sinh(\sqrt{J_h c_w'} (L - x))}{\cosh(\sqrt{J_h c_w'} L)}, \quad (2)$$

где $J_h = q_g / (\bar{p} - p_{wf}(x)) / x$ - продуктивность горизонтальной скважины на единицу длины; $c_w' = c_3 \mu / d^4$ - коэффициент потерь давления в стволе скважины; $p_{wf}(x)$ - забойное гидродинамическое давление в точке x ; x - расстояние, замеренное вдоль ствола скважины от башмака скважины; q_g - продуктивность скважины в любой точке вдоль ствола; L - длина горизонтального ствола скважины; d - диаметр ствола; c_3 - константа, зависящая от используемых единиц.

Основная идея состоит в том, чтобы решать совместно уравнение притока к скважине из пласта и уравнение течения газа в стволе. Это возможно сделать лишь численными методами. В этом случае возможно рассчитать дебит горизонтальной скважины с учетом потерь на трение в стволе. Это предлагается сделать следующим образом. Ствол скважины разбивается на элементарные секции и считая, что вдоль каждой такой секции пластовое

давление остается постоянным, а также при допущении того, что приток осуществляется только с одного конца секции (противоположного тому, где задано забойное давление) к ней применяется формула притока из пласта. Затем, зная приток из пласта, по формуле (2) рассчитывается давление на конце секции, из которого идет приток. Затем итеративно процесс повторяется для каждой элементарной секции, в результате забойное давление для каждой секции является своей расчетной величиной и нарастает по направлению к башмаку скважины. Коэффициенты сверхсжимаемости, вязкости, зависящие от давления, принимаются для каждой секции отдельно, что позволяет смоделировать поток в скважине с учетом изменения свойств реального газа. Общий дебит горизонтальной скважины затем рассчитывается суммированием по всем секциям. При этом вдоль каждой секции допустима различная проницаемость и мощность пласта, а также все остальные параметры, входящие в уравнение притока.

Согласно, описанному алгоритму был составлен расчетный код на C++, который являет собой кусочно-неоднородную модель притока газа к горизонтальной газовой скважине с учетом трения в стволе.

Отметим, что уравнение (2) применимо лишь для ламинарного течения, для турбулентного режима притока модель будет сложнее. Принимая во внимание, что проблема турбулентности потока не так часто проявляется для горизонтальных скважин, в отличие от вертикальных, далее везде подразумевается, что поток газа ламинарен.

Также в процессе анализа производительности скважины зачастую необходимо оценить степень влияния того или иного параметра, входящего в уравнения (1)-(2). Для этого программный код был дополнен возможностью нахождения производных дебита по интересующим параметрам.

Далее рассматривается реальная скважина со следующими параметрами: проницаемость – 30 мД, анизотропия – 0.1, толщина пласта -10м, длина ствола горизонтального участка скважины – 200 м, радиус контура питания – 600 м, радиус скважины 0.07 м, относительная плотность газа 0.64, вязкость – 0.014 сп, пластовая температура – 284 К, устьевое давление -102.81 кгс/см², пластовое давление -126.46 кгс/см². Рассчитанный дебит по описанной методике составляет 88 тыс.м³ газа в сутки.

На рис.1 показана гистограмма всех параметров, влияющих на дебит скважины, по вертикальной оси – максимальная производная, полученная при соответствующем исследовании. В используемых единицах максимальное влияние на дебит оказывает анизотропия (д.ед.), следом идут толщина (м) и проницаемость (мД), затем длина горизонтального участка скважины (м) и, наконец, радиус контура питания (м).

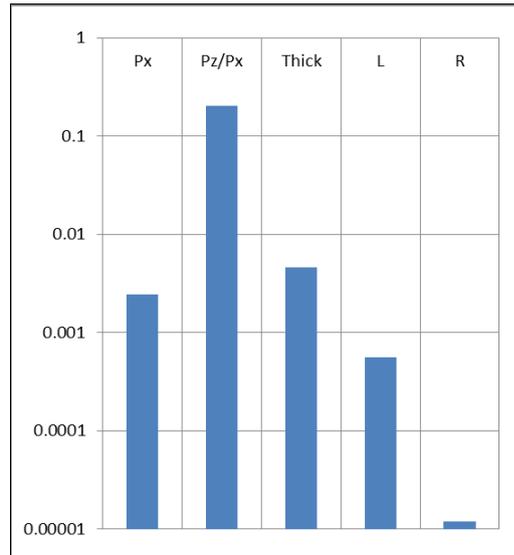


Рис.1 Чувствительность дебита к различным параметрам притока

На влиянии длины ствола горизонтальной скважины на дебит газа следует остановиться более подробно, поскольку этот параметр является техногенным, во многом зависящим от применяемой технологии и может быть заранее известен [3,4].

На рис.2 (слева) приведен дебит горизонтальной скважины в зависимости от длины ствола, а также его производная по длине. Заметно, что после 300м производная выполаживается, что означает весьма низкую степень влияния дальнейшего увеличения длины на дебит. Если известна стоимость затрат на каждый дополнительный метр проходки, с помощью подобного графика легко оценить целесообразность увеличения длины скважины. Рис.2 (справа) иллюстрирует зависимость подобных производных от проницаемости пласта. Заметно, что длина ствола оказывает гораздо более существенное влияние на дебит при малой проницаемости, чем при большой. Поэтому столь важно бурить более длинные стволы именно в низкопроницаемых коллекторах.

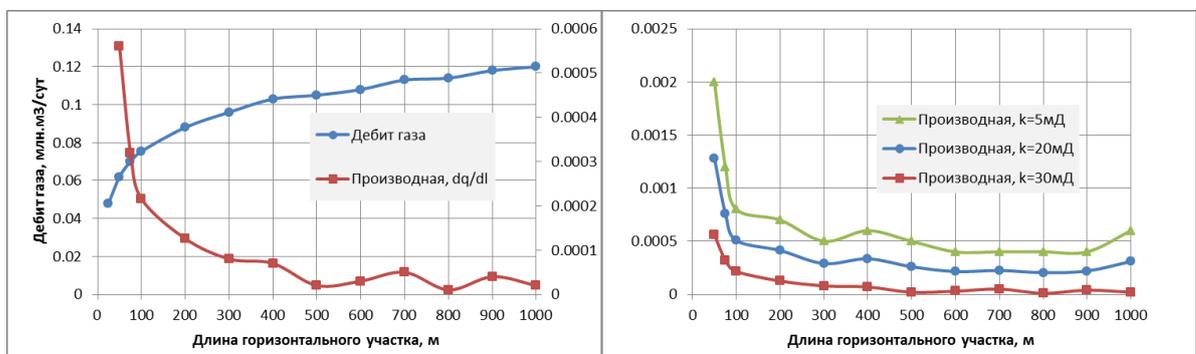


Рис.2 Зависимость дебита от длины горизонтального участка (слева)

Таким образом, разработан численный метод решения задачи притока к горизонтальной скважине с учетом потерь давления в стволе, а также

численно исследовано влияние различных параметров на дебит горизонтальной газовой скважины. Даны рекомендации по оценке и учету различных пластовых и скважинных параметров с точки зрения определения начального дебита скважины. Подобные оценки будут полезны как при выборе оптимальной траектории скважины во время бурения, так и при дальнейшей эксплуатации [5].

Список используемых источников информации:

1. Joshi S.D. Horizontal Well Technology, Penwell Publishing Company Tulsa, USA, 1991.
2. Dikken B.J.: Pressure Drop in Horizontal Wells and its Effects on their Production Performance // JPT (Nov. 1990)
3. Griffith, P. 1984. Multiphase Flow in Pipes // JPT 36 (3): 361-367. SPE-12895-PA.
4. Giannesini J. F. Production Technology Takes New Direction for Horizontal Wells // World Oil. May, 1989.
5. Алиев З.С., Шерemet В.В. Определение производительности горизонтальных скважин, вскрывшие газовые и газонефтяные пласты, М.:Недра, 1995.

СОВРЕМЕННЫЕ ПОХОДЫ К ИЗУЧЕНИЮ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ. ПОЛУЧЕНИЕ НЕФТИ ИЗ НЕКОНСОЛИДИРОВАННЫХ РЫХЛЫХ ПОРОД /MODERN APPROACHES TO STUDYING THE RHEOLOGICAL PROPERTIES OF SUPERVISCESED OIL. OBTAINING OIL FROM UNCONSOLIDATED LOOSE ROCKS/.

Багрянцев М.С. BagryantsevMS@samnipi.rosneft.ru

Пчела К.В. PchelaKV@samnipi.rosneft.ru

ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара

Аннотация

В работе представлены результаты получения высоковязкой нефти из рыхлых пород с последующим изучением реологических свойств и фракционного состава. Установлено, что метод горячей экстракции хлороформом имеет незначительные преимущества в области выделения более тяжелой фракции нефти.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, лабораторные исследования, добыча нефти, реологические свойства, рыхлые породы

Abstract

The paper presents the results of obtaining heavy oil from loose rocks with subsequent study of the rheological properties and fractional composition. It was

found that the method of hot extraction with chloroform has insignificant advantages in the field of separation of the heavier fraction of oil.

Key words: heavy oil, laboratory research, oil production, rheological properties, loose rocks

Запасы сверхвязкой нефти (СВН) и природных битумов (ПБ) в мире превышают в несколько раз запасы нефти легкой нефти. По данным 2012 года мировые запасы СВН и ПБ располагаются в 63 нефтегазовых провинциях (НГП) и оцениваются от 550 млрд. до 1 триллиона м³. Больше половины из них - являются доказанными запасами, остальные прогнозными. Мировые запасы СВН оцениваются в 350 млрд. м³ и сосредоточены в Венесуэле, Канаде, России, Китае, Индии. Около третьей части этих запасов является доказанными. Запасы СВН и ПБ Евразии расположены в России (Тимано-Печорская, Волго-Уральская, Западно-Сибирская НГП), Казахстане, Румынии.

Основные запасы сверхвязкой нефти (СВН) и ПБ в мире сосредоточены в Венесуэле, Канаде, России и США. При истощении запасов обычной нефти, страны со значительными запасами СВН смогут влиять на мировую экономику (при условии окупаемости методов разработки месторождений с СВН и ПБ).

Самые больше запасы ПБ найдены в Канаде. Далее следует США, Россия и др. Крупнейшими месторождениями битума в Канаде являются: Атабаска, Коулд-Луйк, Пис Ривер, Вабаска; в Венесуэле – Фаха. Россия считается третьей (после Канады и Венесуэлы) страной по объемам тяжелых углеводородных ресурсов. По оценкам компании Schlumberger запасы тяжелой нефти в РФ составляют 13,4 млрд.т, а природных битумов - 33,4 млрд.т. На территории России ресурсы и запасы тяжелой нефти сосредоточены в Тимано-Печорской, Волго-Уральской, Западно-Сибирской НГП [1].

В качестве первого проекта ПАО «НК «Роснефть» по разработке сверхвязкой нефти с вязкостью более 10000 мПа·с в пластовых условиях выбрана залежь СВН пласта У2 Карабикуловского месторождения.

Карабикуловское нефтяное месторождение находится в северной части Самарской области, на территории Шенталинского административного района, в 180 км к северо-востоку от областного центра г. Самара.

Ближайшим разрабатываемым месторождением-аналогом является Ашальчинское месторождение (Республика Татарстан). Оба указанных месторождения сверхвязкой нефти, расположены в зоне распространения природных битумов западного склона Южно-Татарского свода.

При построении качественной гидродинамической модели нефтяной залежи с надлежащей точностью с помощью физических зависимостей свойств должны быть описаны коллектор и заполняющие его флюиды.

Основной проблемой получения представительной пробы сверхвязкой нефти связано с отсутствием эксплуатационных объектов в регионе Самарской области.

Неглубокозалегающие пласты (150-200 м) с низким пластовым давлением, низкая пластовая температура (8 °С) и высокая вязкость нефти (свыше 10000 мПа·с) – это те факторы, которые не позволяют без детальной проработки всей инфраструктуры и технологий начать эксплуатацию объекта.

Целью данной работы является получение достоверной пробы нефти посредством сравнения различных методик извлечения нефти из слабоконсолидированного керна и получение достоверных данных о свойствах флюида.

Для определения наиболее подходящего метода экстракции нефти в работе рассматривается три метода: метода капиллярной пропитки при нагреве образца керна, метода горячей экстракции растворителем в аппарате Сокслета и метода центрифугирования керна с нагревом.

На трех образцах керна, отобранных из одного полноразмерного керна, было проведено сравнительное применение трех методов с последующим анализом реологических свойств и фракционного состава выделенной нефти. На основании полученных результатов выбирался наиболее оптимальный с точки зрения сохранения свойств нефти и время-трудозатрат метод извлечения.

Согласно полученным результатам эксперимента можно сделать вывод, что для выделения необходимого количества образцов нефти из нефтенасыщенных образцов керна Карабикуловского месторождения метод капиллярной пропитки не дает хороших результатов. Вероятно, для получения значительного количества нефти из образца требуется больше времени.

Так как достаточного количества нефти из керна не было получено, исследования реологических свойств и фракционного состава не проводились. Сравнение методов извлечения образцов нефти из нефтенасыщенного слабоконсолидированного керна проводилось только для двух методов.

В лаборатории был проведен фракционный анализ проб нефти, отобранных из образца керна Карабикуловского месторождения с глубины 168,15 м, при помощи центрифугирования и экстракции хлороформом в аппарате Сокслета.[2] Также определялось количество оставшегося ОВ в образце методом пиролиза.

На основе проведенного анализа можно сделать заключение, что метод горячей экстракции хлороформом, вероятно, также и толуолом, в качестве экстрагирующего агента, дает более полный отбор УВ из образца. Так удельная масса нефти, полученная методом экстракции из образца 168 (0,165 г нефти на 1 г исходного керна) больше средней удельной массы нефти

(0,154 г нефти на 1 г исходного керна), полученной из образцов керна 170 и 180, которые центрифугировались на разных режимах, на 7,1%.

Была также рассчитана плотность API, которая была переведена в единицы г/см³ по расчетным коэффициентам. Результаты пиролитических исследований двух проб нефти, полученных разными способами, оказались схожи между собой. Экстрагированная нефть содержит немного больше легких компонентов. Суммы тяжелых нефтяных и смолисто-асфальтовых компонентов у обеих проб одинаковы, однако, в экстракте наблюдается большее количество «тяжелой» нефти. Этот факт можно объяснить различием воздействия на породу. Химическое воздействие органическими растворителями разрушает смолисто-асфальто-парафиновые агрегаты и позволяет большему количеству углеводородов испариться при меньших температурах. Происходит «упорядочивание» различных компонентов, тогда как при центрифугировании мы извлекаем непосредственно агрегаты, без разделения по температурам кипения. Пересчитанные одинаковые плотности позволяют нам пренебречь подобным «перераспределением».

В целом, пробы схожи между собой по фракционному составу с максимумом в области алканов C15-C19. Но при этом наблюдается потеря низкомолекулярных компонентов в пробе экстракта, что могло произойти как во время экстракции в аппарате Сокслета, так и во время упаривания пробы. За счет потери легких компонентов, увеличивается относительное содержание высокомолекулярных соединений.[3]

При центрифугировании образцов, к сожалению, не происходит полного выделения флюида из вмещающей породы, как при исчерпывающей экстракции хлороформом, но аналитическим путем было подтверждено, что выход фракций уменьшается достаточно пропорционально, что позволяет нам использовать для дальнейших исследований центрифугированные пробы.

Можно заключить, что метод горячей экстракции хлороформом имеет незначительные преимущества в области выделения более тяжелой фракции нефти.

При планировании работ с использованием той или иной методики извлечения нефти из керна, необходимо учитывать, что для экстракции с помощью растворителя требуется большее время на проведение экспериментов и трудозатрат, чем использованием альтернативной методики извлечения нефти центрифугированием, хоть и с меньшей точностью полученных результатов.

Список используемых источников информации:

1. U.S. Department Of The Interior, U.S. Geological Survey
2. Воскресенский П.И. Начала техники лабораторных работ. -М. : Госхимиздат, 1963. -176 с.

3. Jensen W. B. The Origin of the Soxhlet Extractor // Journal of Chemical Education. -2007. -Т. 84, -№ 12.

ВЛИЯНИЕ ВЫНОСНЫХ ПУНКТОВ ПРИЁМА НА КАЧЕСТВО И ДОСТОВЕРНОСТЬ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ ПО ОБЪЕКТАМ НА ГРАНИЦЕ ЗОНЫ ИНТЕРПРЕТАЦИИ /INFLUENCE OF REMOTE RECEPTION POINTS ON THE QUALITY AND RELIABILITY OF SEISMIC DATA ON OBJECTS AT THE BOUNDARY OF THE INTERPRETATION ZONE/.

Захаркин А.М. ZakharkinAM@samnipi.rosneft.ru

Давыдов В.А. DavydovVA@samnipi.rosneft.ru

Ковалева Н.А. KovalevaNA@samnipi.rosneft.ru

ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара

Аннотация

В статье приводится комплексный анализ качества и достоверности сейсмических данных по объектам на границе зоны интерпретации при наличии и отсутствии выносных пунктов приёма (ПП) за границами контура сейсмической съёмки.

Ключевые слова: сейсморазведка, выносные пункты приёма, миграция, кратность, апертура миграции, зона интерпретации.

Abstract

The article provides a comprehensive analysis of the quality and reliability of seismic data on objects at the boundary of the interpretation zone in the presence or absence of remote receiving points outside the boundaries of the seismic survey contour.

Keywords: seismic survey, remote receiving points, migration, fold, migration aperture, interpretation zone.

В настоящее время в регионах с развитой инфраструктурой и сложными поверхностными условиями размеры лицензионных участков для поиска и разведки полезных ископаемых сокращаются, зачастую размеры лицензии ограничены контуром небольшого месторождения. При этом всё чаще появляется тенденция к отсутствию выносных пунктов приёма уже на этапе проектирования. В статье приводится комплексный анализ качества и достоверности сейсмических данных по объектам на границе зоны интерпретации при наличии и отсутствии выносных пунктов приёма (ПП) за границами контура сейсмической съёмки.



Рис. 1. Сейсмические вибраторы и размотка приёмного оборудования на профиле

Как известно, наиболее достоверные геолого-геофизические данные в сейсморазведке получаются внутри контура полной кратности - это зона интерпретации. Трассы, находящиеся в этой зоне, являются полнократными и полномигрированными. Таким образом, это область изображения, которую обработчик (интерпретатор) использует как основу для геологической интерпретации. Для иллюстрации принципа набора кратности на рисунке ниже приведено сопоставление карты кратности и суммарного временного сейсмического разреза.

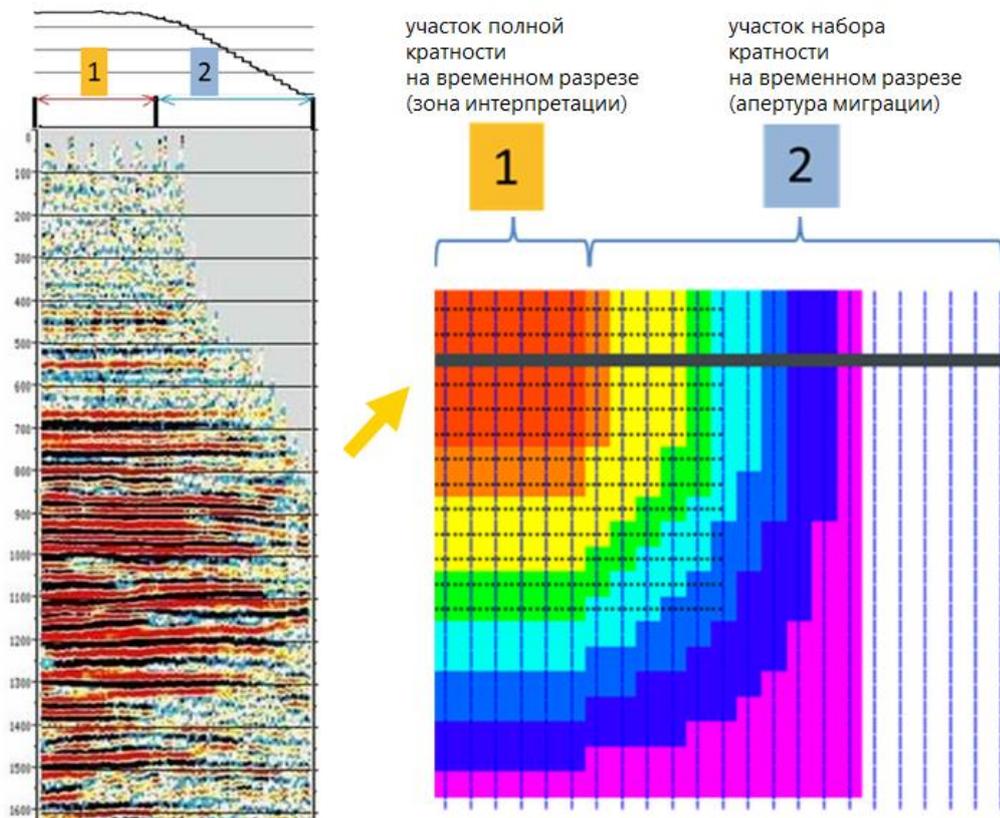


Рис. 2. Фрагмент суммарного временного разреза и карты кратности

Видно, что в зоне интерпретации (зона 1) отражающие границы представлены по всему временному сейсмическому разрезу, практически от 0 и ниже, ограничиваясь длительностью записи сейсмических данных и максимальными регистрируемыми удалениями взрыв-прибор. Зона набора кратности характеризуется наличием отражающих границ, начиная лишь с определенных удалений взрыв-прибор и на определённых глубинах. По этой причине площадь сейсмической съёмки увеличивают для того, чтобы целевые объекты оказались внутри этой самой зоны полной кратности.

В зависимости от параметров приёмной расстановки и необходимой номинальной кратности, участок выхода в зону интерпретации представляет собой полосу шириной 1.1 – 1.3 км (для текущих наиболее распространённых методик в Поволжье), что зачастую сопоставимо с размерами структур.

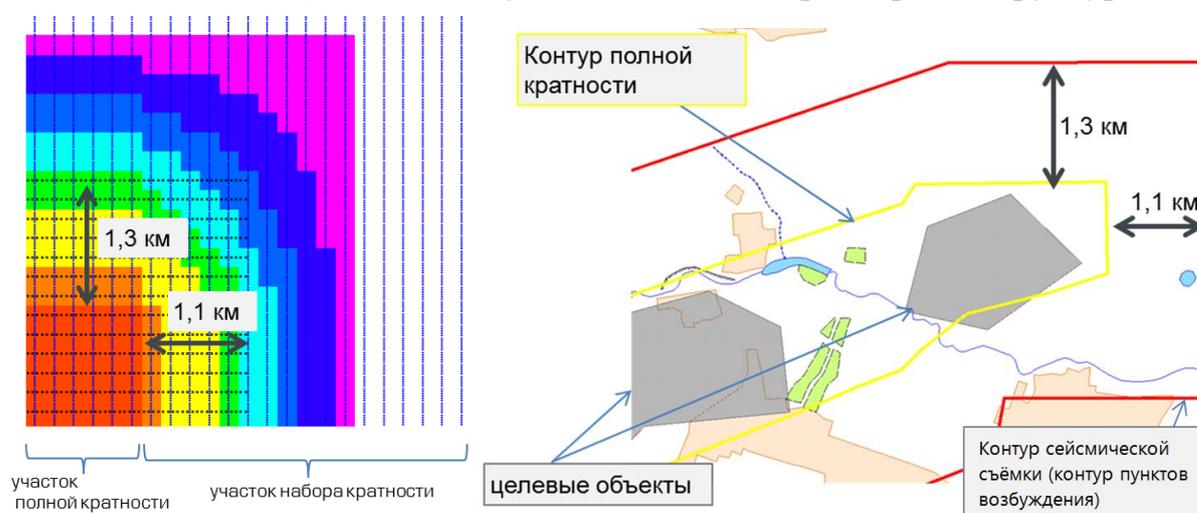


Рис. 3. Типовая схема минимально-достаточного планирования контура сейсмической съёмки для полнократного изучения целевого объекта

При таком положении контура сейсмической съёмки изучаемые объекты будут полностью в зоне интерпретации.

В настоящее время тенденция такова, что всё чаще при проектировании полевых сейсморазведочных работ, Заказчики отказываются от размещения выносных пунктов приёма за пределами своей лицензии, ввиду дополнительных сложностей с согласованием такого размещения у сторонних недропользователей, либо на территориях нераспределённого фонда недр (что в свою очередь допускается делать для набора кратности), а также по причине некоторой экономии затрат на производство работ в случае отказа от установки выносных пунктов приёма. В итоге получается следующая картина.

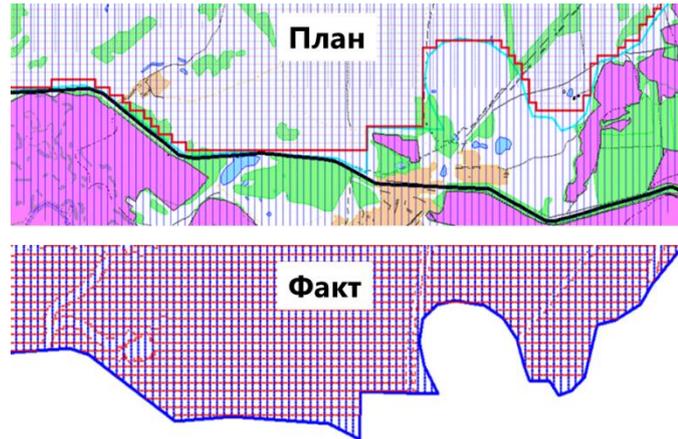


Рис. 4. Плановая схема сети профилей пунктов возбуждения и приёма после ликвидации выносных ПП за контуром ПВ по различным причинам

Далее рассмотрены последствия отказа от выносных пунктов приёма на примере модельных и фактических сейсмических данных для целевого объекта на границе зоны интерпретации.

Ниже представлен азимутальный анализ бинов в районе целевого объекта с выносными пунктами приёма и без выносных.

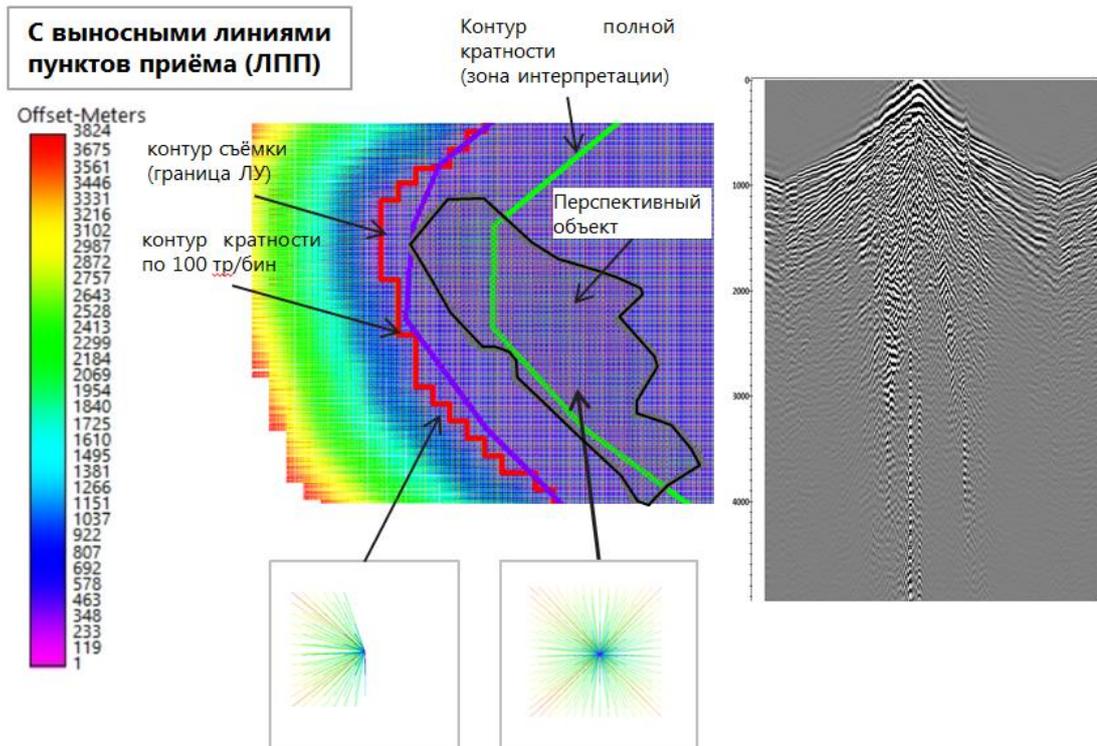


Рис. 5. Азимутальный анализ бинов сейсмической съёмки с выносными пунктами приёма

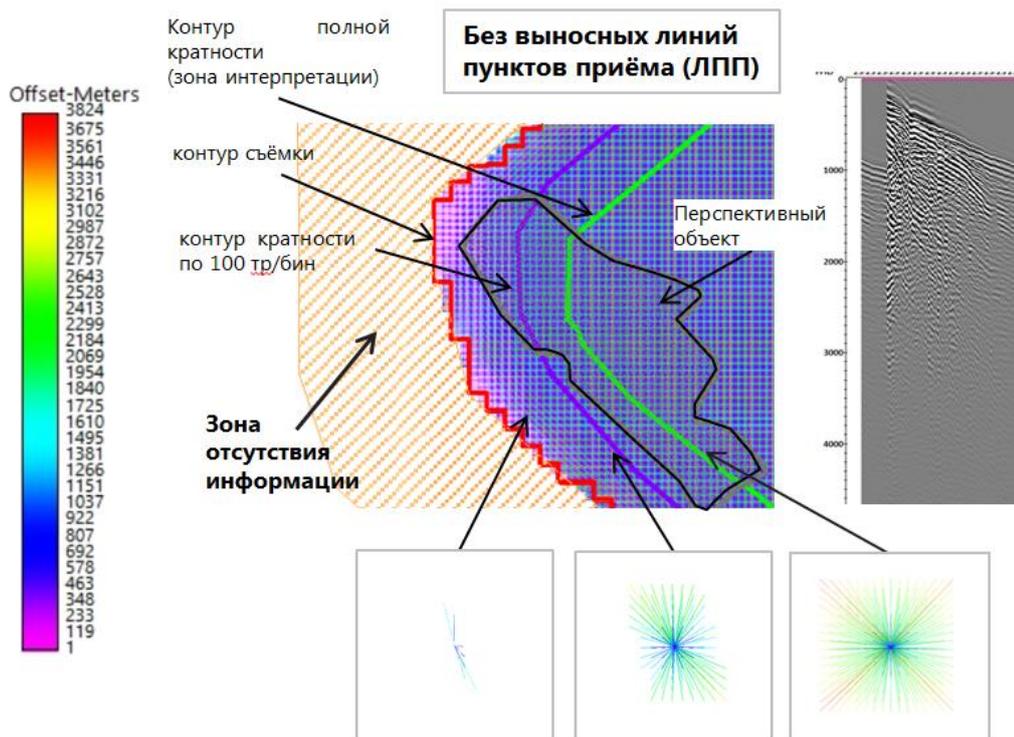


Рис. 6. Азимутальный анализ бинов сейсмической съёмки без выносных пунктов приёма

Как видно на сравнении азимутальных картин, контур полной кратности не полностью покрывает целевой объект ни в первом, ни втором случае. Но при этом контур кратности 100 трасс/бин уже полностью охватывает объект для примера, когда выносные ПП участвуют в работе. Для небольших геологических объектов, при принятии этой величины, как достаточной, уже можно рассчитывать на решение геологических задач по изучаемому участку. При этом контур полной кратности покрывает большую часть изучаемого объекта для случая с выносными пунктами приёма. Кроме этого видно, что за контуром сейсмической съёмки (по ПВ) также появляется сейсмическая информация, которой нет на схеме без выносных ПП.

Для демонстрации такого явления в комплексе Tesseral Pro была смоделирована геологическая среда, осложнённая разломом, расположенным в пограничной части теоретической съёмки. На модельных данных ниже показан принцип формирования сейсмических данных за пределами контура ПВ.

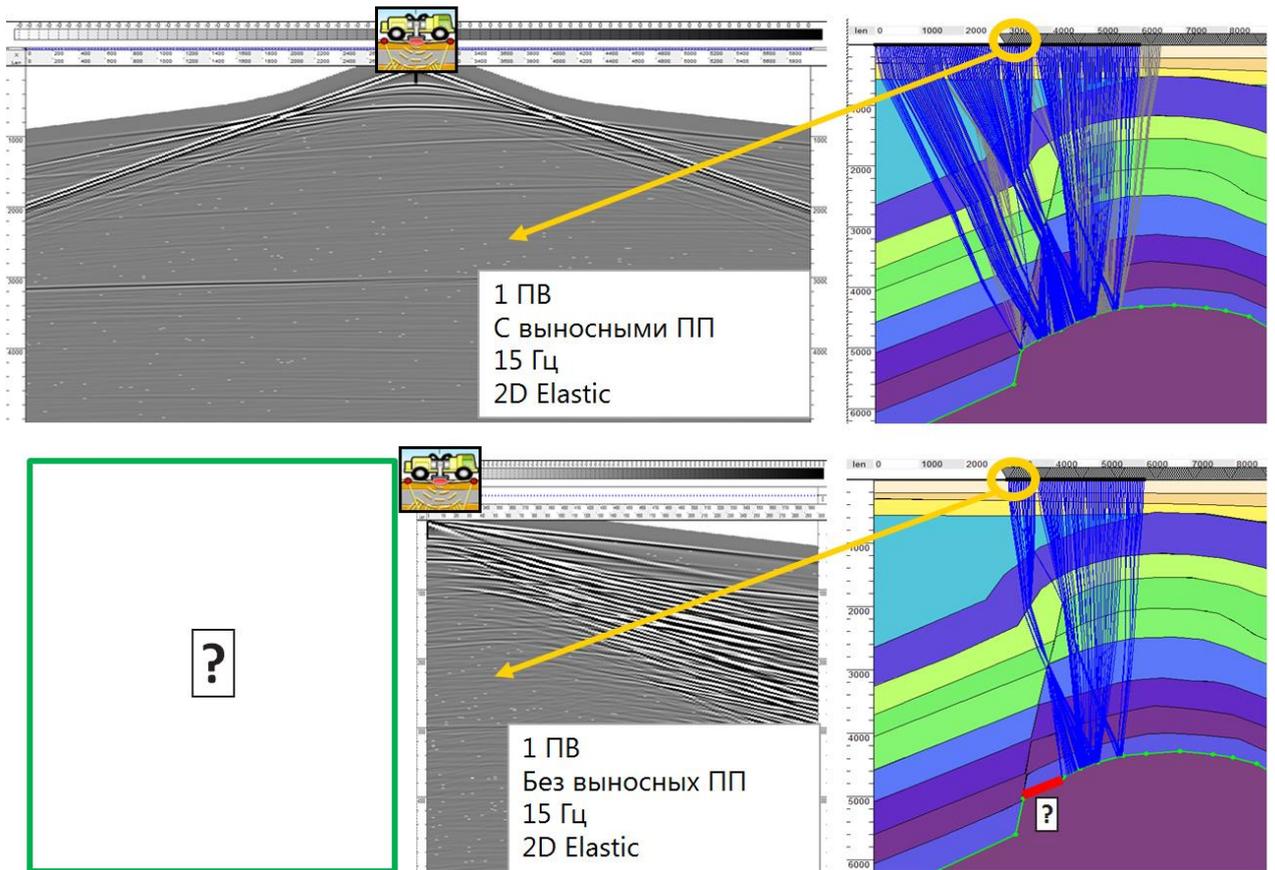


Рис. 7. Принцип формирования волновой картины на краю сейсмической съёмки на примере модельных данных 2D трассирования

На схеме видно, что часть сейсмических лучей, отразившись от акустической границы, растворяется в недрах, т.к. не регистрируется левым флангом расстановки. В результате важная информация об отражающей границе безвозвратно теряется.

Далее рассмотрен вопрос влияния выносных пунктов приёма на процедуру миграции.

Кратности наблюдений, в частности контуру полной кратности (зоне интерпретации), не случайно уделяется особое внимание при проектировании работ, так как именно в зоне полной кратности формируется правильная апертура миграции для корректного учета сейсмического сноса и фокусировки изображения.

Сущность решения задачи миграции состоит в том, что миграцию можно представить, как процесс противоположный дифракции. Это значит, что миграция должна осуществлять обратный процесс - стягивать информацию, расположенную вдоль дифракционной гиперболы на временном разрезе в точку, соответствующую вершине гиперболы.

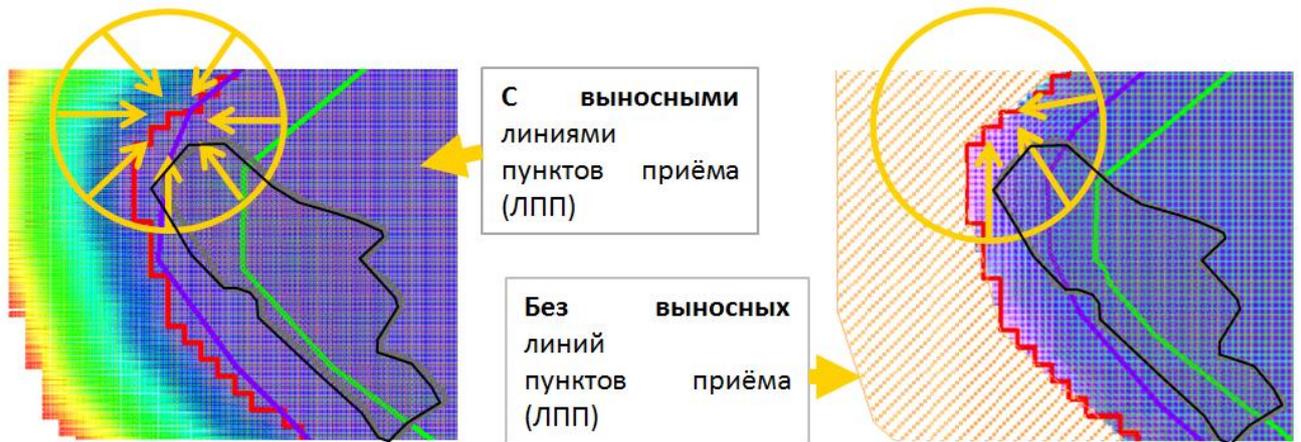
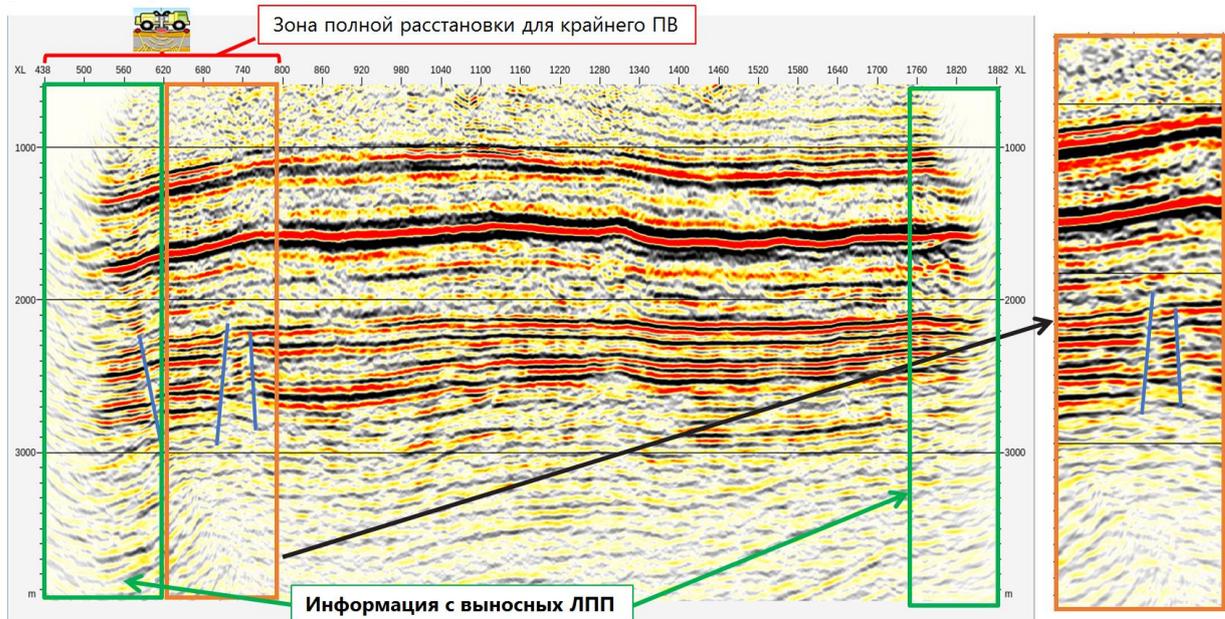


Рис. 8. Принцип формирования апертуры миграции и стягивания информации в точку от различных отраженных лучей

Наглядно видно, что в ходе процедуры миграции на краю зоны полной кратности с выносными приёмниками, будет получена более достоверная информация именно с полной расстановки. Без выносных каналов информация о сейсмическом распространении волн будет получена лишь от части отраженных лучей, что снизит уверенность прослеживания и достоверность отражающих горизонтов. Особенно это касается геологических моделей со сложным тектоническим строением.

В качестве заключительного примера в рамках данного исследования на рисунке ниже приведена демонстрация волновой картины и процедуры миграции на реальных данных с принудительным исключением из обработки трасс за пределами контура пунктов возбуждения.



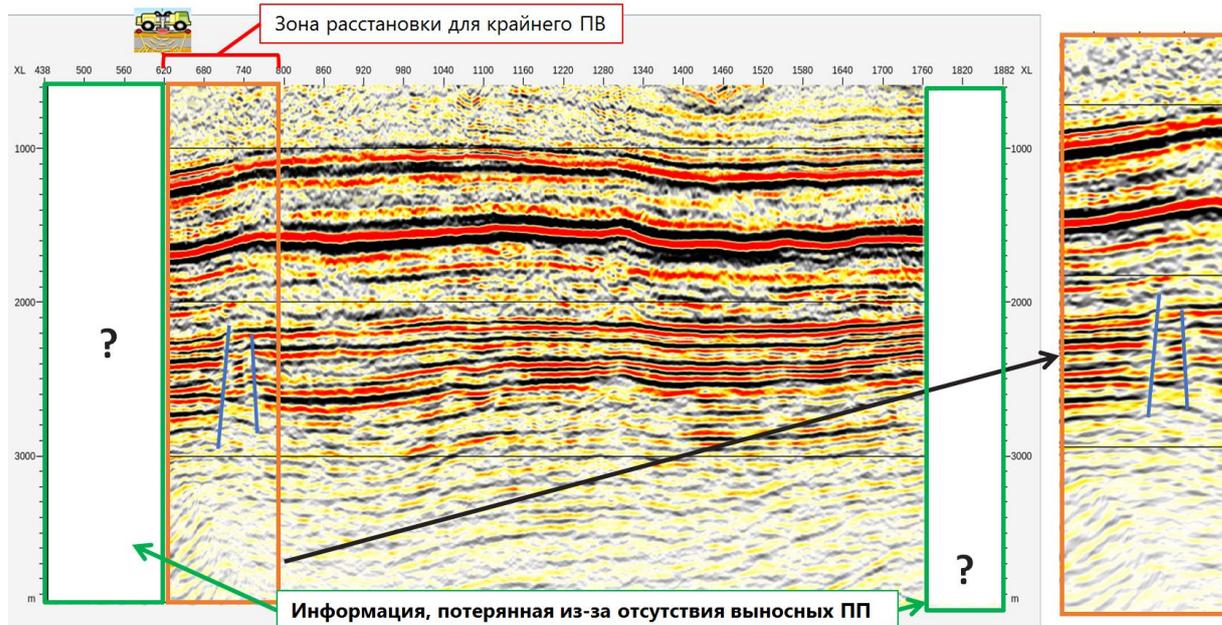


Рис. 9. Миграция на примере реальных данных с выносными (сверху) и без выносных пунктов приёма (снизу)

Как видно, наличие выносных приёмников, помимо повышения достоверности и информативности (на примерах - оранжевый контур справа), даёт возможность увидеть тренд простирания отражающих горизонтов, что в свою очередь может привести к переносу границ перспективных объектов из зоны неполной кратности в зону интерпретации (тот самый выбор достаточного уровня кратности). На данном примере выносные линии ПП приносят дополнительную информацию о распространении сети разломов за пределами зоны интерпретации, что может позволить сделать косвенные выводы о геологическом строении участка, не ограничиваясь зоной полной кратности. Если будут сделаны выводы, что данная информация представляет высокий интерес, но недостаточна, либо отмечается тренд на развитие, раскрытие или замыкание перспективной структуры, в таком случае может быть принято решение о продолжении съёмки в этом направлении.

При этом во время проектирования сейсмических работ на смежном участке с идентичной методикой не будет необходимости делать перекрытие по ПВ новой съёмки с уже выполненными сейсмическими работами.

Накопленный опыт обработки материалов, зарегистрированных без выносных линий приёма, показывает, что отказ от них приводит к уменьшению детальности волнового поля при проведении процедуры сейсмической миграции, а также приводит к отсутствию возможности отслеживания сложных геологических и тектонических объектов в зоне выносов.

В заключение, количественная оценка снижения информативности: на примере типичной методики полевых работ (широко применяемой в Поволжье) сделан расчёт, что ликвидация выносных пунктов приёма

приводит к сокращению площади полной кратности (до 8% для условного участка 100 квадратных километров) и сокращению площади ненулевой кратности, которая могла бы стать значительной частью апертуры миграции, до 37% (для условного участка 100 квадратных километров).

Список используемых источников информации:

1. Воскресенский Ю.Н. Построение сейсмических изображений. Москва, РГУНГ, 2006г.
2. Андреас Кордсен, Джон Пейрс. Проектирование 3D съёмок с использованием OMNI. Geophysical Exploration & Development Corporation, 1998г.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОНЦЕНТРАЦИИ ФЛУОРЕСЦЕНТНЫХ ТРАССЕРОВ В ПЛАСТОВОЙ ЖИДКОСТИ /DETERMINATION OF THE CONCENTRATION OF FLUORESCENT TRACERS IN THE RESERVOIR FLUID/.

Комарова О.Д. lesa163@gmail.com

Тютяев А.В. tyutyayev@mail.ru

ФГБОУ ВО «СамГТУ», г. Самара

Аннотация

Применение индикаторных методов в нефтегазопромысловой геологии позволяет получить репрезентативную количественную информацию о направлении и скоростях движения флюидов в исследуемых пластах, оценить основные фильтрационные параметры и наличие межпластовых перетоков, а также надёжную информацию о техническом состоянии скважин.

В работе представлен способ применения и обработки полученной информации при трассерных исследованиях скважин с помощью ультрадисперсных люминофоров. Экспериментальные исследования зависимости концентрации трассеров в пластовой жидкости проводились на спектрофлуориметре «Панорама-2». Полученные спектральные данные обрабатываются специальными программами и передаются в Excel для последующих расчётов гидродинамической связи добывающих и нагнетательных скважин.

Ключевые слова: заводнение, люминофор, нагнетательные скважины, спектрофлуориметр.

Abstract

The use of indicator methods in oil and gas field geology allows us to obtain representative quantitative information about the direction and velocity of fluid movement in the studied formations, to assess the main filtration parameters and

the presence of inter-reservoir flows, as well as reliable information about the technical condition of wells.

The paper presents a method for applying and processing the obtained information in well tracer studies using ultrafine phosphors. Experimental studies of the dependence of the concentration of tracers in the reservoir fluid were carried out on the Panorama-2 spectrofluorimeter. The obtained spectral data is processed by special programs and transmitted to Excel for subsequent calculations of the hydrodynamic connection of production and injection wells.

Keywords: water flooding, organic phosphors, injection wells, spectrofluorimeter

Введение

Применение трассерных методов дает возможность определить направление движения пластовых жидкостей и нагнетаемой в залежи воды, распределение потоков по пластам и между отдельными скважинами и источниками их обводнения, гидродинамическую связь по площади и разрезу залежей, определить эффективность процесса вытеснения нефти, степень влияния на него отдельных скважин и режима их дренирования и нагнетания и т.д. [1-5]. Способ с использованием индикаторов (трассеров) основан на закачке воды с индикатором (или водного раствора реагента) и последующем контроле за ее продвижением, который осуществляется путем периодического отбора проб жидкости с устьев контрольных добывающих скважин. Определение концентраций индикаторов в водной фазе проводится в лабораторных условиях.

В качестве индикаторов для приготовления меченых жидкостей могут быть использованы такие стабильные индикаторы, как аммоний роданистый, калий роданистый, уранин, флуоресцеин, эозин, карбамид или другие, имеющие соответствующие свойства, необходимые при исследованиях для контроля за движением закачиваемой воды на нефтяных месторождениях.

Область применения способа не ограничивается способом эксплуатации и оборудованим скважин, величинами дебитов добываемой жидкости, вязкостью и газовыми факторами. Исследования не накладывают ограничений на режимы работы скважин.

Наличие нескольких индикаторов, имеющих идентичные гидродинамические свойства, позволяет оценить действие нескольких нагнетательных скважин (коэффициент влияния) на одну из окружающих наблюдательных добывающих скважин. При этом одновременно в каждую из этих нагнетательных скважин закачивают разный индикатор. С устья добывающих скважин периодически отбирают пробы добываемой продукции и делают физико-химический анализ попутно добываемой воды на наличие каждого индикатора.

Применение флуоресцентных трассеров

В настоящее время разработаны и широко апробированы новые ультрадисперсные многоцветные флуоресцентные трассеры с высокочувствительным люминесцентно-фотометрическим методом их

количественного определения в любых средах, включая пластовые воды (рис.1)



Рис. 1. Новые ультрадисперсные многоцветные флуоресцентные трассеры.

Они имеют следующие характеристики:

- 1) чувствительность определений для них выше, чем у радиоизотопов, что позволяет проводить исследования при разбавлении 10¹² – 10¹³ раз;
- 2) они экологически и санитарно-гигиенически безопасны;
- 3) многоцветны, что позволяет проводить одновременный запуск 5-7 и более различных цветов в нагнетательные скважины;
- 4) в одной пробе можно определить трассеры всех цветов, запущенных в нагнетательные скважины;
- 5) строго следуют с гидродинамическим носителем, не опережая и не отставая от него;
- 6) не сорбируются породой и оборудованием скважин;
- 7) не искажают фильтрационного потока за счет изменения его вязкости и плотности;
- 8) легко и быстро определяются в полевых условиях на отечественной аппаратуре;
- 9) на их концентрацию и определение не влияют физико-химические свойства гидродинамического носителя;
- 10) проба может храниться сколь угодно долго, что позволяет проводить повторные контрольные определения;
- 11) на определение трассера не оказывают влияние другие флуоресцирующие компоненты воды (растворенное органическое вещество, нефтепродукты и др.).

Спектральный анализ люминофоров

Для проведения исследований люминесценции воды нами применялся спектрометр Флюорат 02-Панорама, позволяющий исследовать спектрально-временные характеристики люминесценции в рабочем диапазоне 210–860 нм, используя в качестве источника возбуждения монохроматические импульсы света микросекундной длительности

Так же проведен элементный и фазовый анализ люминофоров (рис.2).

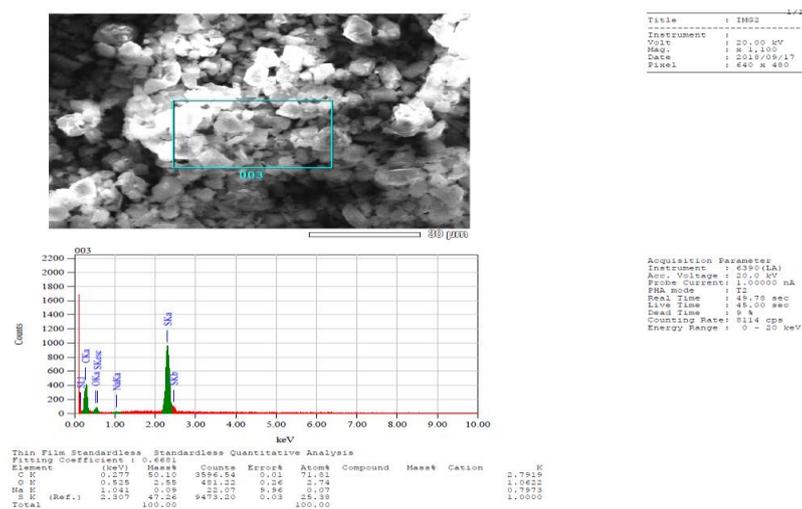


Рис. 2. Результаты элементного и микроскопического анализа одного из индикаторов.

Исследования люминесценции пластовой воды проводились на основе аппаратно-программного комплекса, состоящего из многофункционального спектрофлуориметра и компьютера с установленным программным обеспечением.

Предварительно выполнен спектральный анализ люминофоров (рис.3)

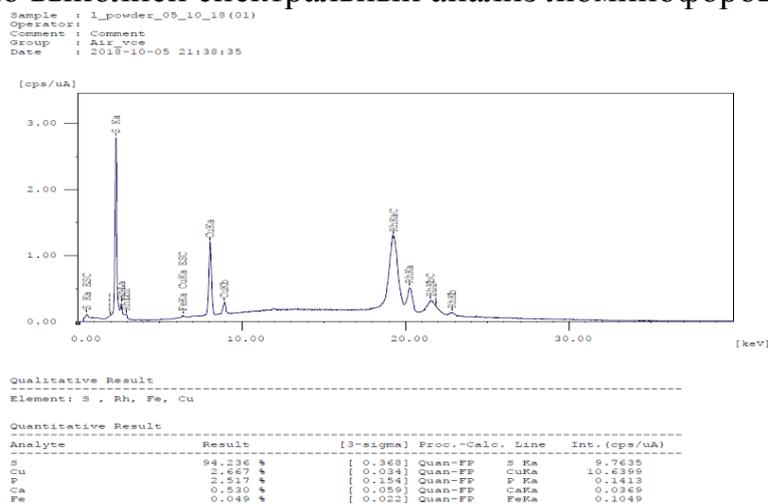


Рис.3 Спектр одного из люминофоров

Методика включает в себя следующие этапы:

1. Подготовка установки к работе. Необходимо включить и прогреть спектрофлуориметр в течение 1-2 минут, загрузить программное обеспечение и дождаться его синхронизации с прибором.
2. Подготовка проб пластовой воды из добывающих скважин. Подготовка включает предварительное отделение пластовой воды от нефти и разбавление пробы буферным раствором для усиления сигнала.
3. Затем проводится измерение спектра возбуждения при синхронном сканировании. Измерение синхронного спектра возбуждения позволяет выявить, воздействие излучения какой длины волны приводит к наиболее

интенсивной люминесценции исследуемого объекта. Первое измерение синхронного спектра проводится в максимально широком спектральном интервале – прибор позволяет получать корректные данные в диапазоне 180...840 нм. Чувствительность фотоэлектронного умножителя (ФЭУ) на первом этапе измерений целесообразно установить низкой, чтобы исключить возможность помех в канале регистрации. Число вспышек источника излучения следует выбрать небольшим (10 или 25), а шаг перестройки монохроматора – наибольшим (например, 5 нм). Смещение следует выбрать равным 70 нм, а затем уточнить его после предварительного измерения. Истинное значение смещения (стоксова сдвига) можно установить только после измерения спектров люминесценции и возбуждения путём нахождения расстояния между максимумами этих спектров. Обычно это расстояние находится в пределах 60–100 нм.

Получив предварительный результат и оценив примерное расположение рабочей области, можно приступить к уточняющему измерению синхронного спектра. При этом спектральный диапазон следует сузить до границ рабочей области, увеличить число вспышек до 50–100, а шаг сканирования снизить до 1 нм. Это позволит наиболее точно измерить синхронный спектр возбуждения. Чувствительность ФЭУ следует выбрать с учётом того, что при изменении чувствительности на одну позицию, она фактически изменяется в 10 раз.

4. Анализ синхронного спектра, включающий поиск спектральной области (областей), в которой(ых) наблюдается превышение сигнала над фоном, а также поиск пиковых значений и их параметров (интенсивность, длина волны максимума). Поиск можно произвести как вручную, так и с помощью программных средств функции «Поиск пиков» в поле «Обработка»

5. Измерение спектра (спектров) люминесценции. Для измерения спектров люминесценции необходимо выбрать пункт «По регистрации» в списке «Сканирование». При сканировании по регистрации необходимо для монохроматора возбуждения задать постоянную длину волны, а для монохроматора регистрации – спектральный диапазон и шаг сканирования. Монохроматор возбуждения следует устанавливать на ту же длину волны, на которой наблюдается максимум синхронного спектра. Спектральный диапазон для монохроматора регистрации следует выставлять, исходя из двух ограничений: левая граница диапазона должна быть установлена как минимум на 20 нм больше, чем длина волны монохроматора возбуждения; правая граница диапазона быть установлена как минимум на 20 нм меньше, чем удвоенное значение длины волны монохроматора возбуждения.

При пробном сканировании число вспышек источника излучения следует выбрать небольшим, а шаг перестройки монохроматора регистрации – наибольшим, чувствительность ФЭУ – ту же, что при синхронном сканировании. После проведения предварительного сканирования

проводится точное сканирование с большим количеством вспышек источника (50 или 65) и малым шагом перестройки.

Если максимумов синхронного спектра несколько, то следует провести сканирование по регистрации для каждого из этих максимумов.

6. Анализ спектра люминесценции исследуемого объекта. Спектр люминесценции в подавляющем большинстве случаев одномодален, однако, это не облегчает задачу поиска максимума. Из-за того, что график спектра довольно пологий, возрастает количество ложных пиков; при автоматическом поиске пиков ложные пики могут перекрыть действительный максимум. Поэтому более удобно проводить поиск максимума вручную, сгладив график спектра и воспользовавшись Маркером, представляющим собой синюю вертикальную прямую, точки пересечения которой с графиками, находящимися в меню «Обработка», указываются в отдельном списке. Маркер можно перемещать по полю графика.

7. Измерение спектра возбуждения. Для измерения спектра возбуждения необходимо выбрать пункт «По возбуждению» в списке «Сканирование».

При сканировании по возбуждению необходимо для монохроматора регистрации задать постоянную длину волны, а для монохроматора возбуждения – спектральный диапазон и шаг сканирования. Монохроматор регистрации следует устанавливать на ту же длину волны, на которой наблюдается максимум спектра люминесценции. Спектральный диапазон для монохроматора возбуждения следует выставлять, исходя из двух ограничений: правая граница диапазона должна быть установлена как минимум на 20 нм меньше, чем длина волны монохроматора регистрации; левая граница диапазона быть установлена как минимум на 20 нм больше, чем половина длины волны монохроматора регистрации. При пробном сканировании число вспышек источника излучения небольшое, шаг перестройки монохроматора возбуждения – наибольший, чувствительность ФЭУ – та же, что при синхронном сканировании. После предварительного сканирования проводится точное сканирование с большим количеством вспышек источника и малым шагом перестройки.

8. Анализ спектра возбуждения проводится с использованием функции «Поиск пиков», либо вручную с использованием Маркера.

9. Построение спектров возбуждения и люминесценции и их общий анализ. Сложные многомодальные спектры (например, спектры возбуждения и синхронные спектры) требуют дополнительного анализа, включающего в себя разложение на элементарные составляющие (гауссианы, лоренцианы). Такой анализ можно произвести с помощью программы MicrocalOrigin. Она позволяет получить численные характеристики спектра: математическое ожидание, дисперсию, центральный статический момент, коэффициент асимметрии, значение эксцесса, полную энергию спектра.

Можно построить гистограмму распределения интенсивности, которая говорит о вытянутости спектра относительно центра. Также можно

выполнить обратное преобразование Фурье функции: графики вещественной и мнимой частей спектра, фазового угла; определить время корреляции и затухания корреляционной функции.

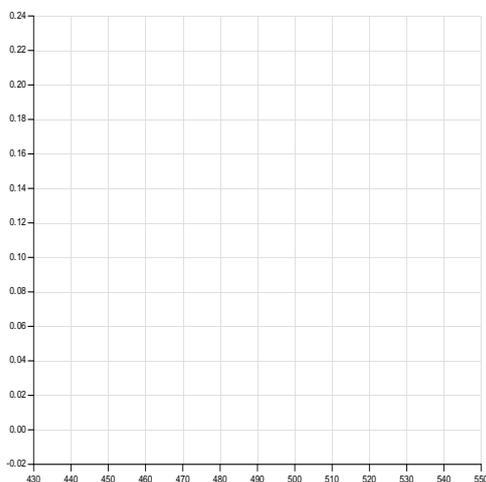


Рис.4 Калибровочные кривые

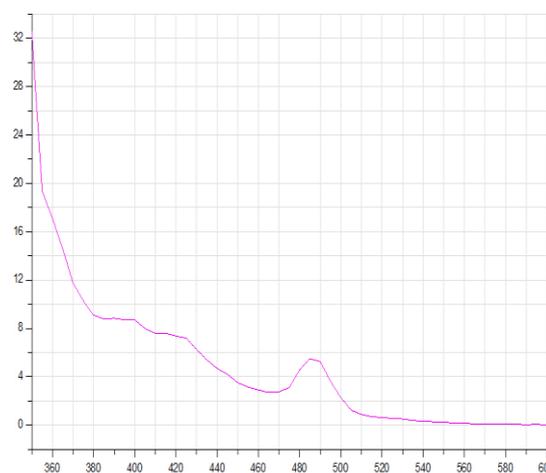


Рис.5 Спектры флуоресценции

Предварительно проводится спектральный анализ пластовой воды и буферного раствора. Затем снимаются калибровочные кривые (рис.4).

На рис. 5 показаны результаты спектрального анализа одной пробы конкретной скважины.

Обработка результатов исследований

Первичная обработка результатов измерений заключается в вычислении массовой доли индикатора, извлеченного из наблюдательной добывающей скважины, построении зависимостей изменения концентрации и массы индикатора во времени или от накопленного объема закачки вытесняющего агента (воды).

Массовая доля M_i , каждого из индикаторов, поступившая из i -й добывающей скважины на поверхность за j -е сутки, вычисляется по формуле

$$M_{ij} = C_i * Q_{жi} * B_i \quad (1)$$

где C_i - концентрация индикатора в потоке добываемой жидкости; $Q_{жi}$ - дебит скважины по жидкости в день отбора пробы; B_i - обводненность добываемой жидкости, долей ед.

Накопленная массовая доля M_i , индикатора, извлеченная из i -й добывающей скважины на поверхность за j суток наблюдений, определяется выражением

$$M_i = \sum M_{ij} \quad (2)$$

Количественная интерпретация данных индикаторных исследований

Гидродинамическая связь между скважинами, пластами (горизонтами) считается установленной, если в продукции контрольных добывающих скважин достоверно зарегистрировано наличие индикатора.

Если индикатор не зарегистрирован в течение расчетного времени подхода основного фронта меченой жидкости (оценивается по формуле Дарси), то

производят контрольный отбор проб в течение 90-120 суток с периодичностью один раз в 15-20 суток. Если в течение этого времени поступление индикатора не будет зарегистрировано, то гидродинамическая связь между контрольными нагнетательными и добывающими скважинами, пластами (горизонтами) отсутствует.

Скорость движения v_i закачиваемого агента (воды) по направлению i -й добывающей скважины определяется из выражения

$$v_i = L_i/t_j \quad (3)$$

где L_i - расстояние по прямой между забоями нагнетательной и i -й добывающей скважины (определяется по карте разработки залежи или с использованием программных средств при наличии географических координат); t_j - время от закачки индикатора в пласт до времени подхода основного фронта меченной индикатором оторочки или порции оторочки каждого ВПФ для i -й добывающей скважины.

Распределение потоков закачиваемого агента (воды) между контрольными добывающими скважинами производят в соответствии с коэффициентом K_i , определяемым как

$$K_i = M_i/M_0 \quad (4),$$

где M_i - массовая доля индикатора, извлеченного из i -й добывающей скважины на поверхность за период исследований; M_0 - масса закачанного в пласт индикатора.

Доля воды (агента) Q_B , поступившей в i -ю добывающую скважину от данной нагнетательной, определяется выражением

$$M_{ni} = Q_B * K_i \quad (5),$$

где Q_B - суммарная закачка воды в нагнетательную скважину за весь период исследований.

Признаками наличия высокопроницаемых путей фильтрации является ранняя (через несколько суток после закачки) регистрация индикатора в продукции скважин и высокая концентрация индикатора в попутно добываемой воде.

По результатам исследований определяют суммарную массовую долю индикатора M_i , поступившую в данную i -ю добывающую скважину с высокими скоростями.

Коэффициент K_i , вычисленный для ВПФ данной добывающей скважины, определяет в долях его производительность.

Динамическую проницаемость каждого ВПФ для каждой контрольной добывающей скважины k_i , m^2 , определяют по формуле

$$k_i = \left[p * \frac{L^2}{t * \Delta P} \right] * \left(\frac{f_H}{\mu_H} + \frac{f_B}{\mu_B} \right)^{-1} \quad (6),$$

где i - номер контрольной добывающей скважины;

$i=1, 2, \dots, N$ - число выделенных ВПФ; p - среднее значение пористости по объекту индикаторных исследований; L - расстояние между нагнетательной и подконтрольной добывающей скважиной, m ; t - время прихода порции индикатора ВПФ к i -ой контрольной добывающей скважине, s ; ΔP - разность

давлений на забоях нагнетательной и контрольной добывающей скважин, Па;
 f_v, f_n - относительные фазовые проницаемости воды и нефти соответственно;
 μ_v, μ_n - вязкости воды и нефти соответственно, Па·с.

Эффективный объем каждого ВПФ для каждой контрольной добывающей скважины $V_{j,i}, m^3$, определяют по формуле

$$W_{ВПФ} = t_i * Q_{Жi} * B_i * M_{ij} \quad (7),$$

где i - номер контрольной добывающей скважины; $Q_{Жi}$ - дебит жидкости i -й контрольной добывающей скважины, $m^3/сут$; B_i - обводненность i -й контрольной добывающей скважины; t_i - время прихода порции воды с максимальной концентрацией индикатора по ВПФ на j -е сутки; M_{ij} - относительное значение количества индикатора, пришедшего по ВПФ i -й контрольной добывающей скважины на j -е сутки.

Определение скважин, обводняющихся от «постороннего» источника, проводят на основе сравнения относительного выхода индикатора с относительным отбором жидкости из добывающей скважины.

Под относительным отбором жидкости $Q_{Жi}$, понимается отношение суммарного объема жидкости, отобранной из i -й добывающей скважины за период исследований, к общему количеству воды, закачанной в пласт за то же время.

Если по результатам исследований (с учетом погрешности измерений отборов, закачки и определения суммарной массы индикатора) установлено, что $Q_{Жi}/M_{Отi} > 1$, то в данную скважину поступает вода от «постороннего» источника.

Количественная оценка порового объема пласта, охваченного активной фильтрацией закачиваемой воды, определяется выражением

$$W = M_i/M_o * Q_{Жi} * t \quad (8)$$

где $Q_{Жi}$ - темп закачки воды в нагнетательную скважину, $m^3/сут$; t - период исследований, сут.

Точность определения текущего заводненного объема определяется точностью определения объемов закачки и отборов попутно добываемой воды. Заявляемый способ применим для любой стадии разработки нефтяной залежи.

Заключение

Разработана методика измерения спектральных характеристик люминесценции и возбуждения (поглощения) проб пластовой воды флуоресцентными индикаторами. Полученные результаты позволяют проследить изменение концентрации трассеров в пластовой воде во времени. Произведен целый алгоритм работы с полученными экспериментальными данными: от получения и обработки исходного материала в программе Excel до расчёта параметров фильтрации и скоростей фильтрационных потоков в исследуемом пласте.

Список используемых источников информации:

1. Букин И.И., Ганиев Р.Р., Асанбаев Д.Н., Калмацкий С.П. – Определение скорости и направления фильтрации по пласту нагнетаемой воды с помощью индикаторов.
2. Букин И.И. – Контроль за перемещением нагнетаемых в пласт жидкостей индикаторами радикального типа. 1981. Нефтяное хозяйство.
3. Лебедев М.С., Варягова Д.С., Варягова А.С. – Применение новых видов индикаторных исследований для различных сред на объектах нефтегазового комплекса.
4. Соколовский Э.В., Соловьев Г.Б., Тренчиков Ю.И. – Индикаторные методы изучения нефтеносных пластов. 1986 М. Недра.
5. Султанов С.А., Зайцев В.И., Антонов Г.П. – О некоторых закономерностях движения меченной жидкости по пласту.

**ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ASP-ЗАВОДНЕНИЯ ДЛЯ
ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ /APPLICATION OF ASP-FLOODING
TECHNOLOGY TO IMPROVE THE EFFICIENCY OF FIELD
DEVELOPMENT/.**

*Думакова А.К. agerke.dumakova@mail.ru
ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара*

Аннотация

Доклад посвящен изучению принципа действия и особенностей технологии ASP заводнения, которая направлена на повышение эффективности разработки месторождений путем совместного применения щелочи, ПАВа и полимера. Доклад актуализирует необходимость применения ASP-заводнения для повышения эффективности разработки месторождений.

Abstract

The report is devoted to the study of the principle of operation and features of the ASP flooding technology, which is aimed at increasing the efficiency of field development through the combined use of alkali, surfactant and polymer. The report highlights the need to use ASP flooding to improve the efficiency of field development.

Ключевые слова: ASP-заводнение, КИН, углеводороды, вытеснение нефти, щелочь, ПАВ, полимер.

Keywords: ASP-flooding, oil recovery factor, hydrocarbons, oil displacement, alkali, surfactant, polymer.

Технология ASP заводнения разработана в начале 80-х в научно-исследовательском центре (НИЦ) Беллейр компанией Shell в Хьюстоне. В России проводили исследования данной технологии, и она подтвердила свою эффективность.

Сборник материалов Всероссийской научно-практической конференции
«Актуальные вопросы и инновационные решения в нефтегазовой отрасли»

Одним из наиболее перспективных третичных методов добычи нефти является технология заводнения пласта трехкомпонентной смесью ASP. По технологии АСП: активные вещества, растворенные в воде, закачиваются в нефтеносные слои. Анионный ПАВ снижает поверхностное натяжение нефти, разбивая капли нефти на части. Под воздействием соды меняется электрический заряд породы, что в свою очередь уменьшает потери ПАВ. Полимер применяется для увеличения вязкости раствора. Комплексное использование всех этих компонентов дает максимальный эффект. Создается нефтяной вал, который обеспечивает дополнительную добычу нефти.

На данный момент в мире было реализовано более 20 пилотных и промышленных проектов по ASP-заводнению, которые были выполнены в Китае, США, Индии, Венесуэле, Канаде, Омане и в России. Исследование технологии ASP-заводнения в России началось в 2008 году совместно компаниями «СалымПетролеумДевелопмент», «Шелл» и «Газпром нефть».

Нами были выделены геологические и физико-химические критерии для применения ASP-заводнения. Основные критерии подбора: это тип коллектора - песчаник, проницаемость – более 70мД, температура – менее 70 °С, плотность нефти менее 930 кг/м³ и вязкость нефти – менее 150 сП.

Нами была рассмотрена возможность применения технологии ASP-заводнения на месторождениях Урало-Поволжья и в результате выбран пласт Б2 Покровского месторождения. Для проведения ОПР, опираясь на выведенные ранее критерия применимости данной технологии, нами выбран Кызымбайский купол пласта Б2 Покровского месторождения. Разработка данного участка ведется с января 2016 года. Текущий КИН – 0,24. Обводненность составляет - 84%.

По участку ОПР проектный КИН составляет– 0,616. Остаточные извлекаемые запасы участка составляют - 76%, это более 609 тыс.тонн остаточной нефти мы имеем в пласте.

Для закачки в скважину ASP состава необходимо установить в районе скважины смешивающую установку для приготовления раствора, применяемого в данной технологии, а также установить резервуары для жидкости и насосный блок для подачи состава в скважину.

На данный момент, нами был проведен расчет на гидродинамической модели. При моделировании процесса притока к скважинам при моделировании процесса закачки воды в скважину 2019 были получены уровни добычи нефти. В дальнейшем, исходя из опыта применения технологии ASP, был выведен коэффициент прироста добычи нефти - 1,2. На основании данного коэффициента мы рассчитали прирост добычи нефти после проведения ASP-заводнения.

Были произведены расчеты двух вариантов разработки участка ОПР – с применением обычного заводнения и с применением технологии АСП. В первом варианте дисконтированный поток наличности (NPV) составит 2,1 млрд рублей. Увеличенная суммарная добыча нефти, за счет сокращения

обводненности и увеличения КИН, приводит к увеличению валовой выручки, что в итоге даёт результат NPV в 2,4 миллиарда рублей.

Технология ASP позволяет существенно снизить ущерб для окружающей среды, а также более рационально и интенсивно использовать природные ресурсы. Примечательно, что для ASP не требуется строить новую промышленную инфраструктуру. Таким образом, компании могут свести к минимуму вред окружающей среде и снизить дополнительно генерируемые отходы на тонну дополнительно добытой нефти.

Список используемых источников информации:

1. Маркова, О. М. Успешное применение технологии ASP заводнения для повышения нефтеотдачи. Отечественный и зарубежный опыт / О. М. Маркова, А. А. Севастьянов. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2019. — № 46 (284). — С. 34-37. — URL: <https://moluch.ru/archive/284/63931/>
2. Лабораторные и полевые испытания заводнения АСП [Электронный ресурс] / Волокитин Я. Е. [и др.] // Режим доступа: <https://rogtecmagazine.com/laboratory-and-field-tests-for-an-asp-flooding-project/>.
3. Электронный ресурс: <https://salympetroleum.ru/technologies/newoil/asp/>
4. Электронный ресурс: Методы увеличения нефтеотдачи и технология АСП: <https://rogtecmagazine.com/>

РАЗРАБОТКА НЕТРАДИЦИОННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ /DEVELOPMENT OF UNCONVENTIONAL RESERVOIRS OF SAMARA REGION/.

*Лукманов А.А. LukmanovAA@samnipi.rosneft.ru
ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара*

Аннотация

Обоснована проблема с истощением ресурсной базы запасов, дана классификация нетрадиционных нефтей и способы их добычи. Рассмотрены технологии разработки нетрадиционных низкопроницаемых коллекторов Самарской области. А также в районе локализации нефтематеринских пород Самарской области, подобраны скважины для составления программы опробования пластов с ТРИЗ.

Ключевые слова: битум, керогеновая нефть, месторождение, многостадийный гидроразрыв пласта, низкопроницаемый коллектор, нетрадиционный коллектор, нефть, трудноизвлекаемые запасы.

Abstract

The problem with the depletion of the resource base of reserves is justified, the classification of unconventional oils and methods of their production are given. Technologies of development of non-traditional low-permeable reservoirs of the

Samara region are considered. As well as in the area of localization of oil source rocks of the Samara region, wells were selected for the preparation of a program for testing reservoirs with hard-to-recover reserves.

Keywords: bitumen, high-viscosity oil, kerogen oil, field, multi-stage hydraulic fracturing, low-permeability reservoir, unconventional reservoir, oil, hard-to-recover reserves.

К концу второго десятилетия XXI века мир прошел «пик» добычи традиционной нефти, который связан был не столько с исчерпанием доступной ресурсной базы, сколько с замедлением темпов роста спроса и появлением новых конкурентоспособных источников нефти нетрадиционной – нефти низкопроницаемых коллекторов, высоковязкой нефти и природных битумов, синтетической нефти из керогена.

Спад добычи на традиционных месторождениях не ознаменовал собой закат «нефтяной эры» и не привел к сокращению глобального предложения жидких углеводородов. Наиболее значимый вклад в компенсацию естественного истощения традиционных месторождений и покрытие растущего спроса вносят «нетрадиционные нефти» - источники жидкого углеводородного сырья, еще недавно технологически и экономически практически недоступные человечеству, а сегодня уже ставшие неотъемлемой частью глобального предложения нефти.

В России доля «трудной» нефти растет, и на данный момент она превышает 65% от общего объема. Очевидно, что столь высокий процент получается в том числе за счет истощения легкоизвлекаемых запасов нефти. Необходимость вовлечения в разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами является одной из приоритетных задач для компенсации снижения добычи и увеличения ресурсной базы. Вследствие чего вопрос добычи ТРИЗ нефтей становится все более актуальным. Ранее их слабое освоение обуславливалось, в основном, низкой экономической эффективностью, либо отсутствием инфраструктуры и необходимых технологий.

В мировой практике существуют определенные разночтения в терминологическом обозначении нетрадиционных нефтей. Поэтому в данной работе с учетом имеющегося опыта сформирована обобщенная классификация нетрадиционных нефтей по ключевым особенностям их залегания и разработки. В целом к нетрадиционным нефтям принято относить запасы нефти, разработка которых традиционными методами неэффективна либо из-за нестандартных условий их залегания (в плотных и низкопроницаемых коллекторах), либо из-за того, что извлекаемые из залежи смеси существенно отличаются по своим физико-химическим характеристикам (в частности по агрегатному состоянию) от традиционных нефтяных смесей, что ограничивает возможность их транспортировки по нефтепроводам и переработки на НПЗ (нефтеперерабатывающих заводах) и требует особых способов их подготовки к переработке и транспорту. Таким

образом, можно выделить два признака «нетрадиционности» нефтей (рисунок 1):

1. Нетрадиционность по признаку коллектора - когда сравнительно «традиционные» по своему составу нефти, или газовый конденсат залегают в настолько плотных породах, что для их извлечения необходимо существенное повышение трещиноватости породы (разрушение породы), как правило, проводимое методами многостадийного наклонно-направленного гидроразрыва пласта (МГРП).
2. Нетрадиционность по признаку характеристик сырья - углеводороды высокой плотности и вязкости, требующие термического, химического, или электролитического воздействия на нефтематеринскую породу для извлечения жидких фракций (таблица 1).



Рис. 1 – Классификация нетрадиционных нефтей

Таблица 1.

Общие определения видов нетрадиционной нефти

Вид нетрадиционной нефти	Общее определение	Плотность
Нефть низкопроницаемых коллекторов	Зрелая, традиционная по своему составу нефть, залегающая в отложениях нефтяных сланцев или других низкопроницаемых породах.	Менее 920 кг/м ³ (выше 22 API)
Тяжелые и сверхтяжелые нефти	Нефтяное сырье с высокой, по сравнению с традиционными нефтями, вязкостью и плотностью, однако залегающее в недрах и выходящее на поверхность в жидком агрегатном состоянии. Характеризуется высоким содержанием соединений серы и тяжелых металлов. Требуется глубокой подготовки к транспорту и переработке.	Тяжелые нефти - 920 - 1000 кг/м ³ (10-22 API); Сверхтяжелые нефти - более 1000 кг/м ³ (менее 10API) при вязкости менее 10000 мПа·с;
Природные битумы, нефтяные пески	Полезные ископаемые органического происхождения с первичной углеводородной основой, залегающие в недрах в твердом, вязком и вязкопластичном состояниях. Требуют глубокой подготовки к транспорту и переработке.	Более 1000 кг/м ³ (менее 10 API) при вязкости свыше 10000 мПа·с
Керогеновая нефть	Синтетическая жидкая нефть, произведенная посредством термической, химической, или электролитической обработки пластов, содержащих нерастворимое органическое вещество горючих сланцев - кероген.	1100-1400 кг/м ³ (менее 1 API) – указана плотность нефтяного сланца (керогена)

Нефть низкопроницаемых коллекторов. Освоение месторождений с низкопроницаемыми коллекторами без применения гидроразрыва не обеспечивают рентабельной разработки, поэтому вполне логичным был перенос опыта применения ГРП, накопленного на традиционных месторождениях. Тем не менее, в традиционном виде, гидроразрыв не мог обеспечить коммерческих уровней добычи из-за характерных особенностей

таких месторождений - низкой проницаемости породы при низкой концентрации углеводородов, широко распространенных по объему залежи. Иными словами, однократный ГРП, проведенный в вертикальной скважине даже при самых благоприятных условиях, не способен вскрыть достаточный объем вмещающих углеводороды микропор и трещин, чтобы окупить бурение скважины и проведение соответствующих геолого-технологических мероприятий.

Ответом на эту проблему стало комбинирование методов наклонно-направленного бурения с горизонтальными секциями протяженностью в сотни метров и гидроразрыва пласта. Важно понимать, что само по себе наклонно-направленное бурение также неспособно обеспечить достаточного вскрытия пласта. Лишь комбинация этих подходов дала старт так называемой «революции нефтей низкопроницаемых коллекторов». Однако вскрыть всю призабойную зону, сформированную столь протяженным горизонтальным участком скважины однократным гидроразрывом представляет технологическую задачу, по сложности приближающуюся к невыполнимой. Поэтому важнейшим техническим достижением, сделавшим рентабельной разработку ресурсов нефти низкопроницаемых коллекторов, стало применение многостадийного гидроразрыва пласта (Рисунок 2). Многостадийный гидроразрыв, как подразумевает название, разбивает процесс заканчивания скважины на несколько этапов (рисунок 3).



Рис. 2 – Поэтапная схема многостадийного гидроразрыва пласта

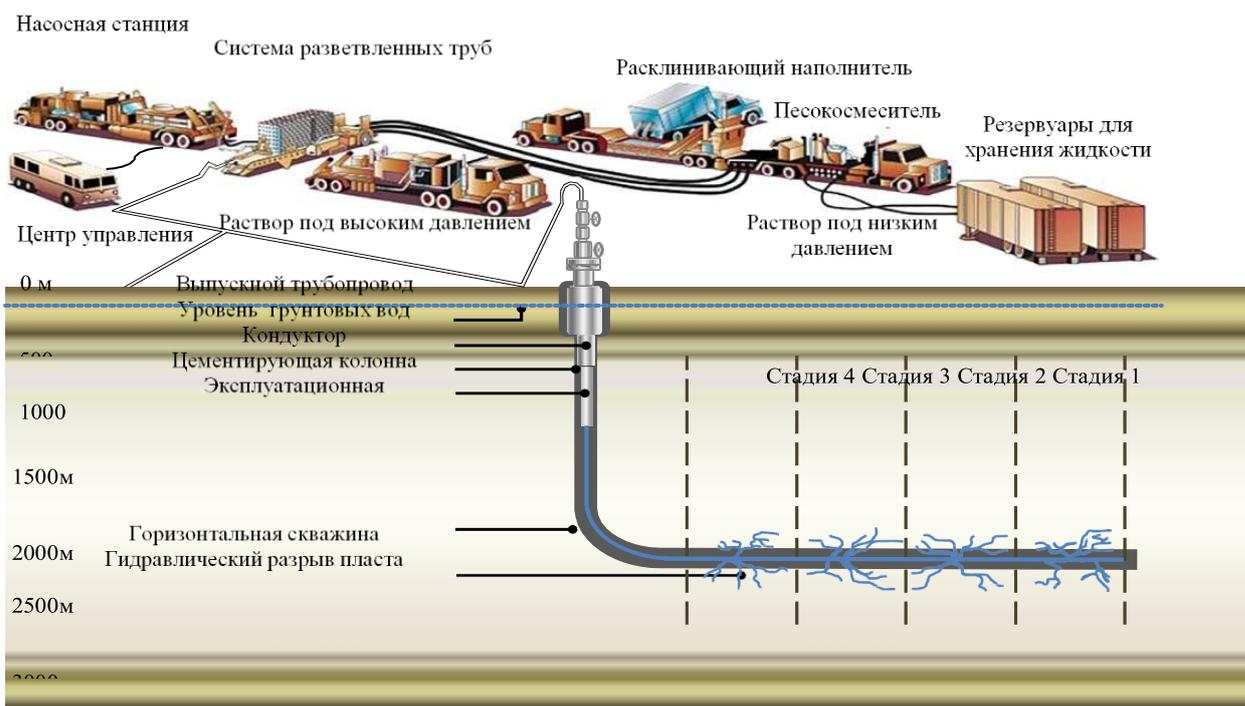


Рис. 3 – Схема проведения многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальной скважине

Тяжелые и сверхтяжелые нефти, нефтяные битумы. В силу низкой текучести тяжелых и сверхтяжелых нефтей и природных битумов (нефтяных песков) в пластовых условиях их разработка традиционными методами оказывается слишком растянутой во времени, а коэффициент извлечения нефти редко превышает 10 %, что, в большинстве случаев, делает ее нерентабельной. Таким образом, основной технологической задачей для освоения этих запасов является преодоление низкой подвижности нефти. В современной практике существует три основных подхода к добыче этого вида сырья:

1. Совокупность методов добычи углеводородов вместе с вмещающей их породой и последующим разделением вне пластовых условий, далее *ex-situ* («внепластовые методы») (в основном применяется при добыче природных битумов);
2. Совокупность методов воздействия на углеводороды внутри пласта, далее *in-situ* («внутрипластовые методы») (применяется как при извлечении углеводородов из природных битумов, так и при разработке залежей тяжелых и сверхтяжелых нефтей);
3. Шахтные методы добычи. Данные технологии развивались в 60-е и 70-е годы XX века, однако практически полностью исчезли, проиграв конкуренцию значительно более простому и безопасному карьерному методу. Стоит, однако, отметить, что основным продуктом шахт являются титановые руды, а нефть – лишь побочный продукт (рисунок 5).

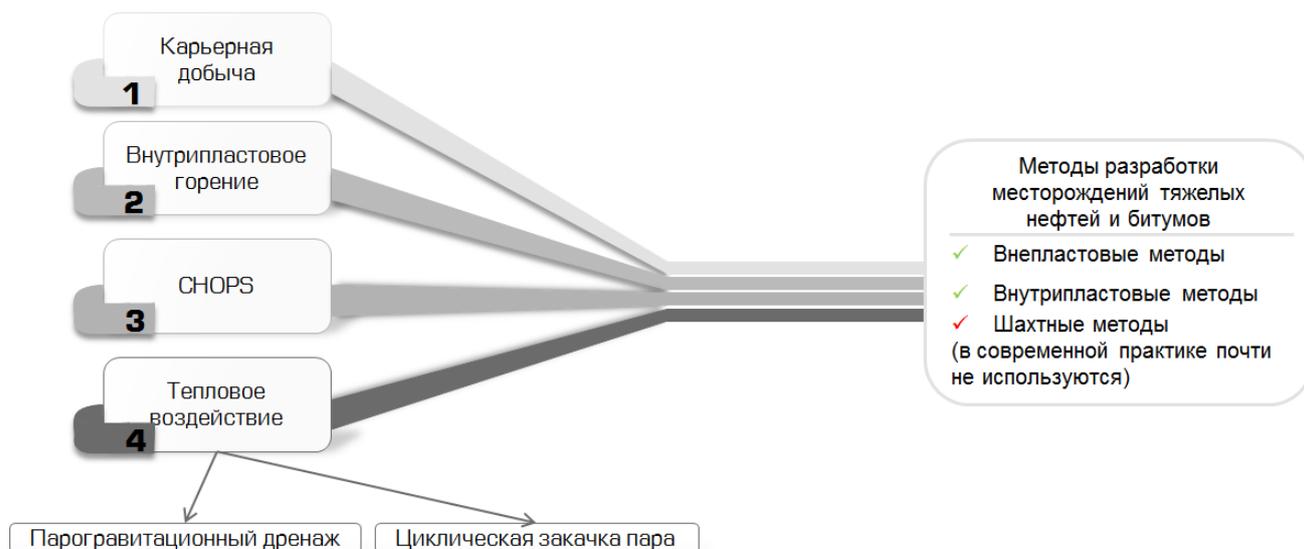


Рис. 5 - Классификация методов добычи тяжелых и сверхтяжелых нефтей и природных битумов (нефтяных песков)

Первоочередная программа опробования ТРИЗ на месторождениях Самарской области.

Д3dom приурочен к доманиковому горизонту, отложения распространены в пределах франско-фаменского яруса верхнего девона и представлены сложными высокоуглеродистыми карбонатно-кремнистыми и кремнисто-карбонатными породами со сланцеватой текстурой, а также известняками и доломитами, содержащими рассеянное органическое вещество (ОВ) от 0.5-25%.

Особенностью нетрадиционных коллекторов в доманиковых продуктивных отложениях является отсутствие притоков воды при гидродинамических испытаниях, при пробной и промышленной эксплуатации коллекторов. Единичные случаи появления воды в притоках нефти при испытании скважин объяснялись вовлечением в интервал воды других, ниже- и вышелегающих продуктивных комплексов. А так же отличительной особенностью является низкая проницаемость $\approx 0,0001$ мкм².

Для подбора кандидатов были рассмотрены и проанализированы месторождения по Центральной группы месторождений Самарской области. Производился поиск скважин с удовлетворительным техническим состоянием, а так же вскрывать пласт Д3dom, для составления программы опробования с ГРП, после чего была создана матрица с наиболее подходящими месторождениями (Таблица 2).

Таблица 2.

Матрица месторождений Самарской области

	Месторождение	Купол	Скважина	Текущий пласт	Потенциальный прирост НГЗ пласта ДЗdom, млн.т.
1	Месторождение 1	Собственный	1	Д1А, Д1Б	85,6
2	Месторождение 2	Собственный	2	Д2	18,5
3	Месторождение 3	Собственный	3	Д2	87,1
4	Месторождение 4	Собственный	4	Д3	248,5
5	Месторождение 5	Собственный	5	Д2	219,2
6	Месторождение 6	Собственный	6	Д1	64,5
7	Месторождение 7	Собственный	7	Д2	98,7

Оценка ресурсов производилась по площади в пределах ЛУ, на которых располагаются данные месторождения, запасы были посчитаны объемным методом, толщины взяты средние по скважинам с интерпретацией ГИС. Величину запасов, приходящуюся на общий стратиграфической объем доманиковых отложений эталонного месторождения-аналога, пересчитываем на весь объем целевой зоны.

При успешном опробовании кандидатов вертикальных скважин с одной стадией ГРП и получения промышленного притока, возможна постановка на Госбаланс запасов с учетом дополнительных исследований, что позволит увеличить ресурсную базу запасов нефти по Самарской области.

В итоге по проанализированным перспективным участкам возможный прирост начальных геологических запасов составит 822.1 млн.т нефти.

Сокращение добычи нефти по месторождениям с традиционными коллекторами и нефтями обусловлено высокой выработанностью существующих месторождений и высокой обводненностью. Восполнение ресурсной базы запасов месторождений Самарской области и, соответственно, наращивание темпов добычи возможно за счет ввода в разработку нетрадиционных коллекторов на территории Самарской области. Мы проектируем будущее.

Список используемых источников информации:

1. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ различных классификаций нефтяных пластов по продуктивности. Признаки трудноизвлекаемых запасов // ГИАБ. 2013. №7.

2. Хисамутдинов Н.И., Хасанов М.М., Телгин А.Г., Ибрагимов Г.З., Латыпов А.З., Потапов А.М. Разработка нефтяных месторождений. — М: ВНИИОЭНГ, 1994. — Т. 1. — 263 с.
3. Булатов А.И. (ред.) Теория и практика заканчивания скважин. Учебное пособие. — М.: Недра, 1997. — 395 с.
4. Ахмадишин Ф.Ф. Проблемы горизонтального бурения на залежи битумов / Ш.Ф. Тахаутдинов, Н.Г. Ибрагимов, М.Н. Студенский, Ф.Ф. Ахмадишин, С.А. Оганов, В.И. Зубарев // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 7. – С. 30-33.
5. Балин И.В. Перспективы применения метода внутрислоевого горения для добычи трудноизвлекаемых запасов нефти // Вестник науки и образования. 2019. №6-2 (60).
6. Мищенко И.Т. Трудноизвлекаемые запасы и осложнения при разработке и эксплуатации месторождений углеводородов. Учебное пособие. — М.: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015. — 138 с.
7. Галкин Ю.В., Грушевенко Д. А., Капустин Н. О., Кулагин В. А., Трошина Н. В. Нетрадиционная нефть: технологии, экономика, перспективы. Институт энергетических исследований РАН, 2019.
8. Мищенко И.Т., Бравичева Т.Б., Ермолаев А.И. Выбор способа эксплуатации скважин нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами — М: ФГУП Из-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005. — 448 с.
9. Мищенко И.Т., Бравичева Т.Б., Пятибратов П.В. Система добычи нефти из истощенных залежей с использованием природной энергии. / Добыча и бурение, 2003. №9.
10. Пименов В.П., Шако В.В., Клемин Д.В. Проблемы и перспективы добычи тяжелой нефти методом парогравитационного дренажа // Недропользование-XXI век. – 2008. – №1. – С 59–63. 2. Клемин Д.В., Пименов В.П., Руденко Д.В. Разработка эффективной численной модели парогравитационного способа добычи тяжелых нефтей // Журнал общества инженеров нефтяников. – 2008. –SPE-117387.
11. Тер-Саркисов Р.М. Разработка и добыча трудноизвлекаемых запасов углеводородов. — М.: Недра-Бизнесцентр, 2005. — 407 с.

**СОВМЕЩЕНИЕ ГИДРОМЕХАНИЧЕСКОГО ОСЦИЛЛЯТОРА С
КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКОЙ В СЛОЖНЫХ УСЛОВИЯХ
СТИМУЛЯЦИИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ: ПОЛУЧЕННЫЙ
ОПЫТ И КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА РАБОТ /AN COMBINATION A
HYDRO-MECHANICAL OSCILLATOR AND ACIDIZING IN COMPLEX
CONDITIONS OF STIMULATION OF CARBONATE RESERVOIRS: THE
EXPERIENCE GAINED AND A COMPREHENSIVE ASSESSMENT OF
THE WORK/.**

Воробьев С.В. ceo@inipe.com

Устинова С.В., Воробьева Е.В.

ЧОУ ДПО «МИПО», г. Самара

ФГАОУ ВО «СамНИУ имени академика С.П. Королева», г. Самара

Аннотация:

Настоящая статья посвящена повышению эффективности матричной обработки продуктивного пласта, сложенного карбонатными породами путем использования физико-химического метода воздействия, основанного на прокачке интенсифицирующих составов (в том числе растворов кислот) через гидромеханический осциллятор. В работе проведена комплексная оценка стимуляции на фонде скважин с высокой кратностью подходов и поглощением кислотного состава.

Ключевые слова: кислотный состав, гидромеханический осциллятор, повышение продуктивности скважин, призабойная зона пласта.

Abstract:

This article is devoted to improving the efficiency of matrix processing of a productive formation composed of carbonate rocks by using a physico-chemical method of action based on pumping intensifying compositions (including acid solutions) through a hydro-mechanical oscillator. In this paper, a comprehensive assessment of the stimulation of the well stock with a high multiplicity of approaches and the absorption of acid composition is carried out.

Key words: composition, hydro-mechanical oscillator, increasing the productivity of wells, bottom-hole formation zone.

Введение

В процессах вскрытия продуктивных горизонтов, заканчивания скважин, а так же дальнейших процессах разработки и эксплуатации нефтяных месторождений происходит ухудшение проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП) добывающих и нагнетательных скважин. Кольматация ПЗП приводит к отключению нефтенасыщенных пропластков, снижению проницаемости продуктивных интервалов, увеличению обводненности продукции и консервации активных геологических запасов на неопределенное время, что крайне отрицательно влияет на объемы добычи нефти и текущую нефтеотдачу разрабатываемого пласта. Прогресс в изменении сложившейся ситуации специалисты связывают с разработкой

высокоэффективных методов воздействия на ПЗП. Одним из основных методов интенсификации являются кислотные обработки, и несмотря на многолетний опыт применения значительная часть обработок не дает положительных результатов. По разным оценкам [1-5], успешность проведения кислотных обработок на карбонатных коллекторах ряда месторождений не превышает 50%, и сильно снижается при увеличении кратности проведения технологии.

Одним из перспективных направлений развития воздействия на ПЗП становится совмещение физических и химических методов обработки. Технология комплексной обработки основана на использовании внутрискважинного осциллятора, генерирующего колебания и пульсации за счет энергии потока прокачиваемой кислотной композиции. Оборудование спускается на НКТ до интервала перфорации. Кислотный состав подается по трубам поступает в осциллятор. Конструктивная особенность оборудования позволяет за счет развития турбулентного приграничного слоя образовывать сильные сдвиговые смещения на границе раздела между потоками жидкости в результате чего образуются вихревые кольца и пульсации жидкости, а за счет гидромониторного эффекта создавать условия высокой скорости закачки химических реагентов непосредственно в интервале перфораций скважин. Закачка осуществляется на различных технологических режимах.

Объекты исследований

Объектом исследований явились скважины, вскрывшие следующие продуктивные пласты:

- нижняя часть каширского горизонта, представленная известняками;
- верхний карбон гжельского яруса, сложенного доломитами и известняками с прослоями ангидритов, гипсов и глин;
- нижнего карбона упинского горизонта, сложенного известняками, кристаллическими, микротрещиноватыми, плотными, крепкими с прослоями глин.

Обобщенные характеристики объектов представлены в таблице 1.

Таблица 1

Результаты описательной статистики по исходной геолого-промысловой информации

Наименование параметра	Единица измерения	Диапазон	Среднее	Ошибка	Дисперсия	Ст. откл.
Дебит скважины по нефти до обработки	т/сут	0,1 - 14,2	6	1,859	31,11	5,577
Дебит скважины по жидкости до обработки	м ³ /сут	0,4 - 28	10,16	3,302	98,12	9,905
Обводненность скважины до обработки	%	4,6 - 95	38,89	10	900,2	30
Перфорированная мощность пласта	м	4 - 21	9,333	1,871	31,5	5,612
Глубина пласта	м	1008-1713	1184	91,09	7,467 ⁻⁴	273,3
Температура пласта	°С	23,5 - 41	28,63	1,934	29,91	5,469

СЕКЦИЯ: РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Вязкость нефти в п.у.	мПа с	1,18 - 7	3,419	0,9054	6,558	2,56
Начальное пластовое давление	МПа	5,2 - 14,2	9,289	0,814	5,964	2,442
Отношение текущего пластового давления к начальному	доли ед.	0,41 - 0,89	0,7089	0,05906	0,0314	0,1772

В результате описательной статистики можно сделать следующий вывод, объектами являются карбонатные коллектора со следующими осреднёнными показателями: дебит скважины по нефти до обработки – 6 т/сут, обводненность – 38%, перфорированная мощность - 9,3 м.

Комплексная технология проводилась с параметрами, представленными в таблице 2. В качестве кислотных отклонителей использовались загеленные кислотные композиции и эмульсионные системы.

Таблица 2.

Результаты описательной статистики по технологии воздействия на продуктивные пласты

Наименование параметра	Единица измерения	Диапазон	Среднее	Ошибка	Дисперсия	Ст. откл.
Удельный объем кислоты на 1 метр перфорированной мощности пласта	м ³	0,6 - 3,6	1,941	0,4004	1,443	1,20
Количество циклов отклонения	ед.	0 - 2	0,8889	0,2003	0,3611	0,60
Удельный объем продавки кислотной композиции на 1 метр перфорированной мощности пласта	м ³	0,3 - 1,92	0,9889	0,1839	0,3045	0,55
Время выдержки кислотного состава	час	2-6	3,444	0,53	2,528	1,59
Начальное давление в процессе закачки	МПа	0-150	35,56	17,8	2853	53,4

В результате описательной статистики можно выделить следующие моменты: средний удельный объем кислоты на 1 метр перфорированной мощности пласта составил 1,941 м³, средний удельный объем продавки кислотной композиции на 1 метр перфорированной мощности пласта составил 0,98 м³, среднее время выдержки кислотного состава составило 3,4 часа.

Анализ результатов промысловых исследований

Данные описательной статистики по результатам проведенной технологии за год представлены в таблице 3.

Таблица 3.

Результаты описательной статистики по эффективности технологии воздействия на продуктивные пласты

Наименование параметра	Единица измерения	Диапазон	Среднее	Ошибка	Дисперсия	Ст. откл.
Средний прирост дебита скважины по нефти	т/сут	7,5- 14,8	9,3	1,405	9,865	3,14
Продолжительность эффекта по скважине	сут	147,5 - 250,5	212	19,57	1914	43,7
Накопленная добыча по скважине	тонн	1508 2279	2161	117,2	6,873 ⁻⁴	262,2

Исходя из результатов описательной статистики за год применения комплексной технологии с гидромеханическим осциллятором средний прирост дебита скважины по нефти составил 9,2 т/сут, средняя продолжительность эффекта 212 дней, средняя накопленная добыча нефти по скважине составила 2161 тонну.

Для определения степени влияния того или иного фактора на результат обработки был использован метод ранговой статистики [8,9]. Данная процедура предназначена для проверки гипотезы о некоррелируемости двух парных переменных, извлеченных из непрерывной двумерной совокупности. При определении степени влияния того или иного фактора на результат обработки подсчитывается коэффициент ранговой корреляции Спирмена r_s , коэффициент конкордации Кендела t . Эти коэффициенты выражают собой меру зависимости двух случайных величин (признаков) X и Y , основанную на ранжировании независимых результатов наблюдений $(X_1, Y_1), \dots, (X_n, Y_n)$. Отмечено [8], что метод Кендела в отличие от метода Спирмена хотя и более детально анализирует тенденцию связи переменных, но принимает во внимание только факты близости или различия пар наблюдений без количественного учета степени их различий. Если ранги значений X расположены в естественном порядке, $i = 1, 2, \dots, n$, а R_i – ранг Y , соответствующий той паре (X, Y) , для которой ранг X равен i , то коэффициент ранговой корреляции Спирмена определяется формулой:

$$r_s = 1 - \frac{6 \cdot \sum_{i=1}^n d_i^2}{n(n^2 - 1)} \quad (1)$$

где d_i – разность между рангами X_i и Y_i .

Коэффициент конкордации Кендела имеет вид:

$$t = \frac{\sum_{i,j} \text{sign}((R_{xi} - R_{xj}) - (R_{yi} - R_{yj}))}{n \cdot (n - 1)} \quad (2)$$

Значение коэффициентов меняется в пределах $[-1; +1]$, причем при значении коэффициента, равного единице, последовательности рангов полностью совпадают, то есть $i = R_i$, а при коэффициентах, равных отрицательному

значению единицы, последовательности рангов противоположны, то есть $i = (n+1) - R$, при $i = 1, 2, \dots, n$. По величине отклонения коэффициентов от нуля можно сделать вывод о зависимости или независимости признаков. Установлено, то, что при уровне значимости 0,05 одностороннего критерия информативности следует принять параметр, коэффициент которого по модулю более 0,5.

Согласно результатам промысловых наблюдений, в качестве параметров, оказывающих влияние на эффективность обработок, рассматривались:

- дебит нефти на 1 метр эффективной мощности пласта до обработки;
- обводненность продукции скважин до обработки;
- объем соляной кислоты на метр эффективной мощности пласта, использованный при работах по гидромониторной обработке пласта;
- начальное давление на насосном агрегате;
- объем продавки на метр эффективной мощности пласта;
- время реакции до освоения;
- отношение начального пластового к текущему пластовому давлению.

Для всех перечисленных параметров определялись коэффициенты ранговой корреляции Спирмена и коэффициент конкордации Кендела. В качестве параметров эффективности использовался средний прирост на один метр эффективной мощности пласта. Причем расчет эффективной мощности проводился на основании косвенного метода определения величин остаточных нефтенасыщенных толщин по степени обводнения скважин. Остаточную (эффективную) нефтенасыщенную толщину определяют по степени обводнения скважин с помощью формулы, являющейся модификацией формулы М.М. Глогговского [10]:

$$h_{o.n.} = H \left[1 - \frac{f_B}{0,6 \mu_o (1 - f_B) + f_B} \right] \quad (3)$$

где $h_{o.n.}$ - остаточная нефтенасыщенная толщина, м; H - эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м; μ_o - соотношение вязкостей нефти и воды; f_B - текущая обводненность добываемой продукции, ед.

Формулой (3) учитывается снижение фазовой проницаемости для воды в промытой части пласта, при этом соотношение $K_H/K_B=0,6$ берется по данным ВНИИ.

Результат ранжирования для обозначенных выше параметров представлены в таблице 4.

Таблица 4

Значение коэффициентов ранговой корреляции

Наименование параметра	Единица измерения	Обозначение в модели	Параметры ранговой статистики			
			Значение коэф. Кендала	корреляция	Значение коэф. Спирмена	корреляция
Удельный дебит скважины по нефти на 1 метр эффективной мощности пласта до обработки	т/сут	X_1	0,7143	есть	0,8571	есть
Обводненность скважины до обработки	доли ед.	X_2	-0,1429	нет	-0,1786	нет
Удельный объем продавки на 1 метр перфорированной мощности	м	X_3	0,8571	есть	0,9375	есть
Глубина пласта	м	-	0,3333	нет	0,2143	нет
Удельный объем закачки кислотной композиции на 1 метр перфорированной мощности пласта	м ³	X_4	0,619	есть	0,75	есть
Начальное давление в процессе закачки	МПа	X_5	0,2857	нет	0,3929	нет
Время выдержки кислотного состава	час	X_6	0,04762	нет	0,1518	нет
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа с.	-	-0,09524	нет	-0,02679	нет
Отношение текущего пластового давления к начальному	доли ед	-	-0,04762	нет	-0,1429	нет

Наиболее информативными среди изученных параметров оказались: удельный дебит скважины по нефти на 1 метр эффективной мощности пласта до обработки, удельный объем продавки на 1 метр перфорированной мощности, удельный объем закачки на 1 метр перфорированной мощности пласта. Знак «+» указывает на то, что с ростом исследуемых параметров происходит более или менее заметное увеличение параметра эффективности. Разброс значений коэффициентов при ранжировании говорят о том, что существуют такие участки изменения информативных признаков, где тенденция корреляционной зависимости информативных признаков нарушается, либо не имеет явно выраженного характера. В силу этого ни один из факторов не может претендовать на роль универсального критерия информативности при подборе скважины для проведения геолого-технического мероприятия.

При планировании ГТМ необходимо оценить эффективность воздействия как на качественном, так и на количественном уровне, определяя характер и степень влияния каждого из факторов. Для количественной оценки результатов обработки по параметру дебит скважины до обработки был использован следующий подход: произвольно выбирались скважины со значениями дебитов нефти до обработки таким образом, что они располагались по всему диапазону их изменения. Дебитам до обработки

присваивались ранги дебитов до обработки. Затем эти точки были отложены в координатах $\lg Q - \lg R$ рисунок 1.

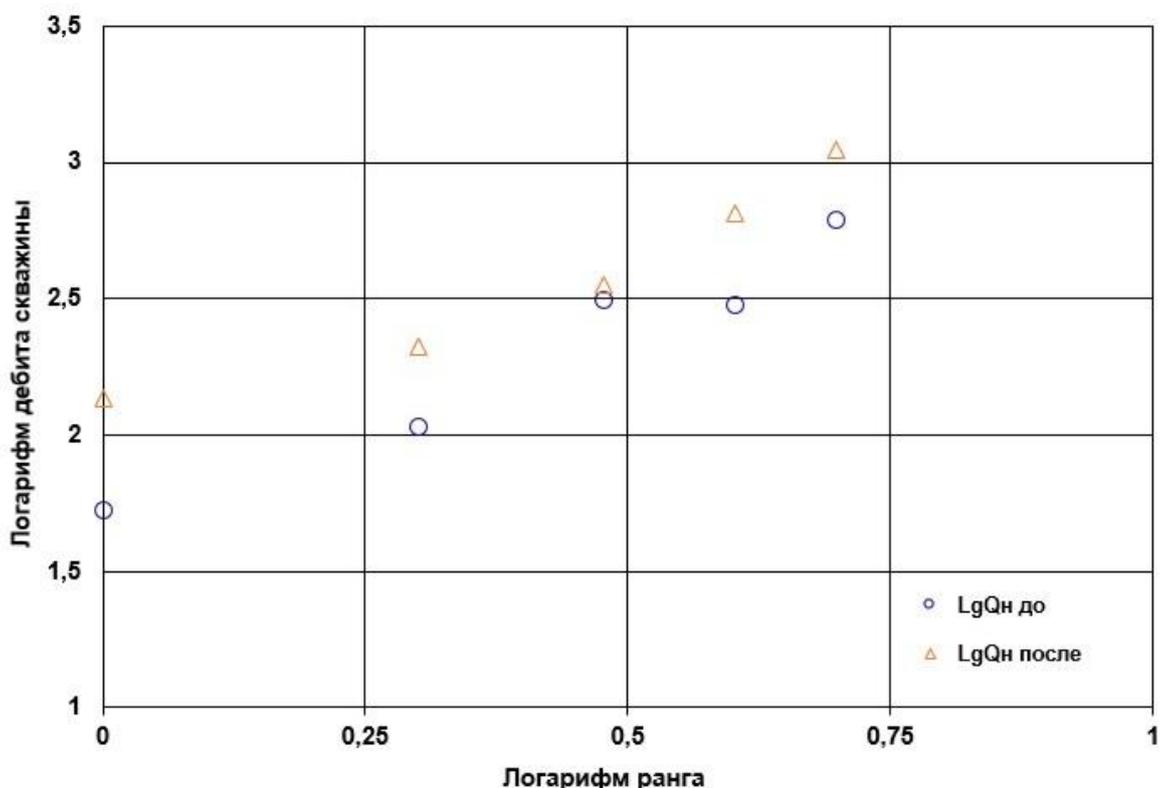


Рис.1 Зависимость прироста дебита нефти, полученного в результате проведения технологии, от производительности скважин до обработки.

Через соответствующие точки до и после обработки мысленно проводим две прямые. Сопоставлением углов наклона этих прямых к оси абсцисс можно определить в каких областях проведение технологии будет успешно. Для условий рассматриваемых объектов, границей определяющей область успешных обработок, является значение дебита нефти до обработки равного 3 т/сут. на 1 метр эффективной толщины пласта. Выше указанного значения однозначный вывод об успешности технологии нельзя.

Для определения зависимости прироста дебита скважины от рассматриваемых в табл. 4 факторов, было проведено статистическое моделирование с использованием многомерного регрессионного анализа. Пусть Y_i – показатели эффективности, X_i – факторы, характеризующие параметры объекта воздействия и технологии (см. табл.4). Взаимосвязь между выходными параметрами и независимыми переменными может быть описана уравнением множественной линейной регрессии:

$$Y_i = b_0 + b_1X_1 + b_2X_2 + \dots + b_iX_i \quad (4)$$

где b_i - оценки коэффициентов уравнения множественной линейной регрессии.

По приведенным выше факторам (см. табл. 4) была построена линейная модель удельного прироста добычи нефти, представленные в таблице 5:

Таблица 5
Статистическая модель, описывающие влияние факторов на удельный прирост дебита нефти скважины, т/сут.

Статистические модели	Параметры достоверности		
	R ²	Критерий Фишера F	решение
$\Delta Q_n = - 0,07725 + 0,4146X_1 + 0,474 X_2 - 0,336 X_3 + 1,263 X_4 - 0,0006368X_5 + 0,05098X_6$	0,99	1366	значимо

Расчеты по данной модели будут надежны, если параметры работы скважины и проведения технологии находятся в пределах изменения рассматриваемых факторов. Оценка в отдельных случаях может иметь существенные погрешности, что указывает на необходимость увеличения факторов, характеризующих состояние объекта и технологических параметров воздействия, а также более детальный учет физико-химических процессов. Таким образом, для рассматриваемых объектов внедрения комплексной технологии установлена степень влияния параметров состояния объекта и технологии воздействия и времени проведения обработки на ее эффективность. Пользуясь полученной статистической моделью, можно решать задачи по выбору объекта и планированию технологической эффективности.

Выводы

Успешность работ составила 100%, рисков способных привести к значительным материальным затратам по отношению с стандартным кислотным обработкам не выявлено.

По результатам испытаний технологии достигнут синергетический эффект от совместного воздействия физических и химических процессов на скважинах с высокой кратностью проведения работ по интенсификации за предшествующий период. Средний запускной среднесуточный прирост добычи нефти после проведения технологии выше чем у технологии больше объёмной закачки кислотных составов (БОПЗ) по тем же объектам.

Анализ выявил основные значимые факторы при выборе скважины под обработку: к ним можно отнести: удельный дебит скважины по нефти, удельный объем продавки, удельный объем закачки кислотной композиции.

Результатами математической статистики подтверждена необходимость увеличения объема закачки кислотных композиций и объема продавки отработанной кислоты в пласт для увеличения эффективности воздействия комплексной технологии на карбонатных коллекторах.

Список используемых источников информации:

1. Глущенко В.Н., Силин М.А. Нефтепромысловая химия: Изд. в 5-ти томах.- Т.4. Кислотная обработка скважин / Под ред. проф. И.Т. Мищенко. - М.: Интерконтакт Наука, 2010. - 703 с.
2. Гейхман М.Г., Исаев Г.П., Серета Н.Е. и др. Кислотная обработка терригенных и карбонатных коллекторов: Обз. инф. Сер.: Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2007. – 104 с.
3. Хакимов А.А., Саттаров Р.И., Качурин А.В. Повышение эффективности кислотных обработок скважин химическими методами.// Нефтяное хозяйство, 2011.- №10, -с. 106-107.
4. Силин М.А., Магадова Л.А., Цыганков В.А. и др. Кислотные обработки пластов и методики испытания кислотных составов: Учеб.пособие для студентов вузов. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. –120 с.
5. Асири Х С., Атви М. А., Буэно О.Х. и др. Кислотная обработка карбонатных коллекторов// «Нефтегазовое обозрение», Сборник II: избранные статьи из журнала «Oilfield Review», том 25, №2(лето 2013 г.); том 25, №3 (осень 2013 г.); том 25, №4 (зима 2013 -2014 гг.), с. 48-65.
6. Воробьев С.В. Исследование и разработка кислотных составов для увеличения эффективности обработок скважин в карбонатных коллекторах // Известия Самарского научного центра российской академии наук Специальный выпуск «Проблемы нефти и газа» 2005 г. с.111-118.
7. Воробьев С.В., Доровских И.В. и др Совмещение физико-химических методов воздействия на призабойную зону скважины//Нефтяное хозяйство, 2013. №1, -с. 94-95.
8. Кулаичев А.П. «Методы и средства анализа данных в среде Windows STADIA» М: Информатика и компьютеры,1999.-341 с.
9. Кулаичев А.П. «Методы и средства комплексного анализа» М: Форум - Инфра, 2014.-511 с.
10. Сазонов Б.Ф. Совершенствование технологии разработки месторождений с водонапорным режимом. - М.: Недра, 1973. - 240 с.
11. Алемасов В.Е., Кравцов Я.И., Буторин Э.И. и др. Гидромеханический осциллятор как устройство для возбуждения колебаний давления в потоке жидкости, нагнетаемой в пласт// Интервал.- 2002. - №1., с. 67-69.

**ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ЦИКЛИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН В КАЧЕСТВЕ ОСНОВНОЙ СТРАТЕГИИ РАЗРАБОТКИ РИФОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВОЛОСТНОВСКОГО ЛУ
/APPLICATION OF THE CYCLIC OPERATION METHOD ON PRODUCTION AND INJECTION WELLS AS THE MAIN FIELD DEVELOPMENT STRATEGY (ON THE EXAMPLE OF REEF DEPOSITS OF THE VOLOSTNOVSKY LA/.**

Миронова Е.А. MironovaEA@samnipi.rosneft.ru

Свиридова И.А. SviridovaIA@samnipi.rosneft.ru

ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара

Аннотация

В статье рассмотрен и предложен метод периодической эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин на рифовых залежах, который позволяет увеличить коэффициент нефтеотдачи, снизить обводненность и восстановить пластовое давление.

Ключевые слова: рифовая залежь, периодическая добыча, периодическая закачка, энергетическое состояние залежи, пластовое давление.

Abstract

The article considers and proposes the method of periodic operation of production and injection wells on reef deposits. The method allows to increase the oil recovery factor, to reduce water cut and restore reservoir pressure.

Keywords: reef deposit, intermittent production, intermittent injection, energy state of the deposit, formation pressure.

Разработка рифовых залежей Волостновского ЛУ начата с 2016 г., активное разбуривание рифов на Волостновском ЛУ проводилось в 2017-2018 гг. По части залежей сформированы достаточно плотные сетки скважин с шагом 250 м, что позволило обеспечить высокий охват дренирования залежей. Рифовые залежи характеризуются высокими добывными характеристиками, первоначальные дебиты нефти по скважинам варьируются от 7 до 389 т/сут. Высокая продуктивность скважин, в сочетании с незначительными размерами залежей, привела к высокому темпу выработки. По состоянию на 2021 г. накопленный отбор от НИЗ составляет 39,3% по всем залежам, что привело к значительному снижению пластового давления, по отдельным рифам снижение превысило 50%.

С 2018 г. на месторождениях Волостновского ЛУ осуществляется внедрение системы ППД. В настоящее время система ППД организована лишь на некоторых залежах. Текущая обводненность - 67%, что значительно превышает степень выработки - 39,3%. Сложное геологическое строение и ускоренные темпы ввода в разработку привели к подъему подошвенных вод по системе вертикальных трещин к интервалам перфорации добывающих скважин.

Главной целью работы является выработка стратегии разработки рифовых залежей на примере пласта Дфр2 Восточно-Волостновского месторождения Оренбургской области.

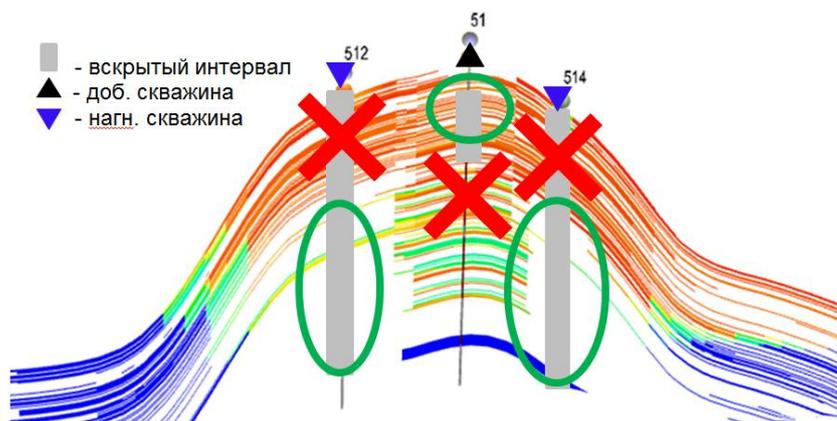
В работе рассмотрен метод циклической эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин в качестве основной стратегии разработки рифовых залежей.

В рамках договоренности по ОПЕК+ в течение трех месяцев 2020 г. был остановлен весь эксплуатационный фонд на месторождениях Волостновского ЛУ.

При анализе разработке залежей были замечен тот факт, что после остановки и последующего запуска среднесуточная добыча нефти выросла на 46,5% за счет снижения обводненности на 9,8% (с 63,5% до 53,7%) и роста добычи жидкости на 22,7%. Рост добычи жидкости объясняется частичным восстановлением пластового давления после остановки эксплуатационного фонда скважин. За период простоя по скважинам были проведены гидродинамические исследования, отмечается положительный эффект - восстановление пластового давления со 114 атм до 126 атм. Таким образом, отмечается положительный эффект от временной остановки добычи, что привело к снижению обводненности за счет перераспределения фильтрационных потоков и выравнивания положения ВНК.

В настоящей работе рассмотрен метод периодической эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин на примере пласта Дфр2 Восточно-Волостновского месторождения. Метод предусматривает: изоляцию нижних интервалов перфорации в добывающих скважинах, добывающие скважины располагаются в верхней прикровельной части залежи, а нагнетательные скважины располагаются в подошвенной части залежи. Методом предусматривается чередование периодов отбора пластового флюида и закачки рабочего агента.

Цикл предполагает работу нагнетательных скважин (закачка воды, вода заполняет трещины, после чего следует период капиллярно-гравитационной пропитки (капиллярно-гравитационное вытеснение)), а затем период добычи нефти. Процесс капиллярно-гравитационной пропитки в рифовых резервуарах способствует интенсивному флюидообмену между нефтенасыщенными блоками матрицы и трещинами, что приводит к более эффективному вытеснению нефти из порового коллектора.



Разрез пласта Дфр2

При применении метода периодической эксплуатации скважин наблюдается прирост добычи нефти и восстановление пластового давления.

По результатам проведенных расчетов внедрение данной технологии обеспечит дополнительную добычу нефти в размере 113 тыс.т.

Предложенная стратегия разработки позволит обеспечить равномерное вовлечение в разработку рифовых залежей, а так же обеспечить довыработку запасов нефти на поздних стадиях разработки рифовых залежей.

Список используемых источников информации:

1. Бриллиант Л.С., Евдошук П.А., Куснер Д.Д., Способ разработки залежей нефти, приуроченных к рифовым резервуарам// патент, 29.12.2015 г.
2. Вилесов А.П., Немирович Т.Г., Лашманова А.А. Франские одиночные рифы Оренбургской области и перспективы их нефтегазоносности // Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории. Материалы VII Всероссийского литологического совещания (Новосибирск, 28-31 октября 2013 г.). Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2013. Т.1. С. 158-163.
3. Семенов Ю.В., Доровских А.В., Ежикова М.М., Фалькович А.В., Найденов Е.А., Поливанов С.А., Соложенкина Е.К., Опыт разработки франских рифогенных нефтяных залежей волостновской группы месторождений Оренбургской области// ООО «СамапаНИПИнефть», С. 10.
4. Шакиров В.А., Вилесов А.П., Чертина К.Н., Истомина Н.М., Корягин Н.Н. Распределение запасов нефти в сложно построенных трещинных коллекторах франских рифов Волостновского участка Оренбургской области.//Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2019. - №5. С. 13-21.
5. Шакиров В.А., Вилесов А.П., Истомина Н.М., Соболев В.И., Серeda И.А. Причины различной наполненности франских рифогенных ловушек нефти на Волостновско-Рыбкинском участке Оренбургской области.//Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. - № 10. С. 4-11.

6. Шакиров В.А., Вилесов А.П., Чертина К.Н., Истомина Н.М., Корягин Н.Н. Распределение запасов нефти в сложно построенных трещинных коллекторах франских рифов Волостновского участка Оренбургской области.// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2019. - №5. С. 13-21.

АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕРМОХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН КАК МЕТОД ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ АО «САМАРАНЕФТЕГАЗ» /ANALYSIS OF THE POSSIBILITY IN APPLYING THERMO-CHEMICAL TREATMENT OF BOTTOM-HOLE FORMATION ZONE IN PRODUCTION WELLS AS A METHOD TO STIMULATE HIGH-VISCOUS OIL RECOVERY AT THE FIELDS OF SAMARANEFTEGAS JSC/.

Мухайлов А.В. MikhaylovAV@samnipi.rosneft.ru

Пчела К.В. PchelaKV@samnipi.rosneft.ru

Киреев И.И. KireevII@samnipi.rosneft.ru

ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара

Аннотация

При разработке месторождений с высоковязкой нефтью одним из методов тепловой обработки призабойной зоны пласта является использование теплоты термохимических реакций на основе азотгенерирующих составов (АГС), например аммиачной селитры (NH_4NO_3) и нитрита натрия (NaNO_2). Состав на основе данных химических реагентов применяется в технологии термогазохимического воздействия (ТГХВ).

Путем гидродинамического моделирования выполнена предварительная оценка эффективности применения технологии термогазохимического воздействия для месторождений с высоковязкой нефтью Самарской области.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, призабойная зона пласта, обработка призабойной зоны, термохимический состав, термогазохимическое воздействие, гидродинамическое моделирование.

Abstract

While developing the high-viscosity oil fields one of the BH thermal treatment methods is the use of heat produced by thermo-chemical reactions at the basis of nitrogen-generating compositions (NGC), e.g., ammonium nitrate (NH_4NO_3) and sodium nitrite (NaNO_2). The composition at the basis of these chemical reagents is used in the technology of thermo gas-chemical exposure (TGCE).

By means of hydrodynamic modeling we have made the preliminary efficiency assessment of thermo gas-chemical application procedure for the high-viscosity oil fields of Samara Region.

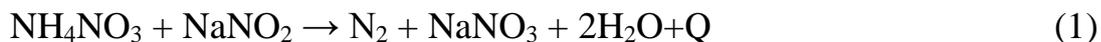
Keywords: High-viscous oil, ВН formation zone, ВН zone treatment, thermal chemical composition, thermal gas chemical effect, hydrodynamic modeling.

На сегодняшний день в условиях высокой выработанности запасов легкоизвлекаемой нефти и поддержания высоких уровней добычи, нефтедобывающим компаниям России рациональным является ввод в эксплуатацию месторождений с высоковязкой нефтью (ВВН).

В работе [2], посвященной изучению реологических свойств ВВН Самарской области, авторами было показано, что при тепловом воздействии происходит разрушение пространственной структуры компонентов нефти, что приводит к снижению ее вязкости.

Одним из новых и динамично развивающихся методов теплового воздействия на ПЗП является использование теплоты термохимических реакций на основе азотгенерирующих составов (АГС).

Сегодня наиболее изученной для применения в нефтяной промышленности является АГС на основе аммиачной селитры (NH_4NO_3) и нитрита натрия (NaNO_2), при взаимодействии которых протекает химическая реакция с выделением теплоты:



Данный химический состав нашел применение в технологии термогазохимического воздействия бинарными смесями (ТГХВ БС) [3], опытно-промышленные испытания которой, успешно прошли на Усинском месторождении (ООО «Лукойл-Коми»). В ходе проведения обработки призабойной зоны (ОПЗ) пласта 24 добывающих скважин была получена дополнительная добыча нефти, которая составила более 41 тыс т. [4].

Для оценки предполагаемой технологической эффективности применения технологии ТГХВ БС на месторождениях АО «Самаранефтегаз» специалистами ООО «СамараНИПИнефть» с использованием симулятора CMG Stars проведено гидродинамическое моделирование (ГДМ), в ходе которой была спрогнозирована технологическая эффективность от воздействия.

Для сравнительной оценки возможной эффективности от термогазохимического воздействия на ПЗП было проведено ГДМ с использованием стандартного термогазохимического воздействия (стандартное ТГХВ) и улучшенного термогазохимического воздействия (улучшенное ТГХВ), обладающего повышенной энерговыделяющей способностью.

Технологическая эффективность от применения ТГХВ показана на рисунке 1.

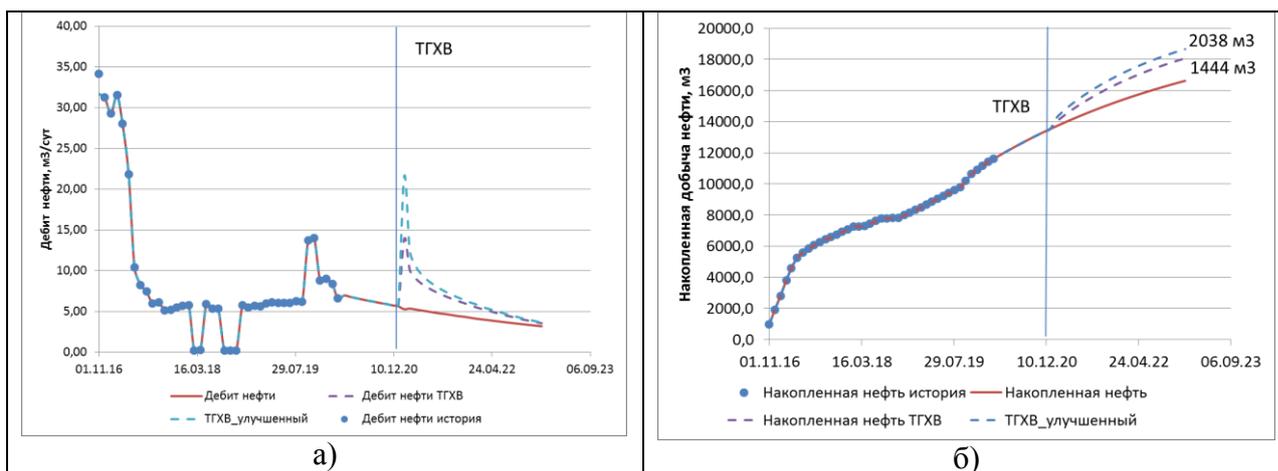


Рис. 1 – Технологическая эффективность от применения технологии ТГХВ

На рисунке 1 а) показано, что дебит нефти на момент проведения ОПЗ составляет $5,64 \text{ м}^3/\text{сут}$. После проведения стандартного ТГХВ дебит нефти увеличился до $13,92 \text{ м}^3/\text{сут}$, после проведения улучшенного ТГХВ - до $21,6 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Столь существенная разница в приросте дебита нефти объясняется более высоким распространением теплового фронта и более высокой температурой разогрева ПЗП.

На рисунке 1 б) показана прогнозируемая дополнительная добыча нефти за три года проявления эффекта. При применении улучшенного ТГХВ дополнительная добыча нефти составляет более 2000 м^3 , что на 41,1 % больше, чем при применении стандартного ТГХВ.

Выводы

1. Одним из тепловых методов интенсификации добычи ВВН в некоторых нефтедобывающих регионах России является проведение ОПЗ с использованием технологии ТГХВ БС. Основой технологии является АГС, состоящий из аммиачной селитры и нитрита натрия.
2. Путем гидродинамического моделирования выполнена предварительная оценка эффективности проведения ОПЗ по технологиям стандартного и улучшенного ТГХВ. По предварительной оценке, в результате проведения ТГХВ с улучшенным составом на месторождениях ВВН АО «Самаранефтегаз» средняя дополнительная добыча нефти составляет 2000 м^3 нефти на одну скважино-обработку.

Список используемых источников информации:

1. Муслимов, Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения [Текст] / Р.Х. Муслимов. – Казань: Изд-во Казанского гос. ун-та, 2003. – 596 с.
2. Рошин П.В., Петухов А.В., Васкес Карденас Л.К., Назаров А.Д., Хромых Л.Н. Исследования реологических свойств высоковязких и

высокопарафинистых нефтей месторождений Самарской области [Текст] / Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2013. Т. 8. № 1. С. 12.

3. Пат. РФ 2525386 МКИ E21B 43/25, C09K 8/592. Термогазохимический состав и способ применения для обработки призабойной и удаленной зоны продуктивного пласта / В.Б. Заволжский, В.А. Бурко, А.Р. Идиятуллин, Б.Н. Басюк, С.И. Валешный, В.А. Соснин, Т.А. Демина, В.П. Ильин, В.А. Кашаев, Ф.Л. Садриев - № 2012150375/03; заявл. 26.11.2012; опубл. 10.08.2014.

4. Компания ООО «НТРС-Коми» о термогазохимическом воздействии на призабойную и удаленную зоны нефтяных скважин [Текст] / В.А. Бурко. Бурение и нефть. 02.2018. с. 46-49.

СОЗДАНИЕ ИНТЕГРИРОВАННОЙ МОДЕЛИ ФОНТАНИРОВАНИЯ СКВАЖИНЫ /CREATION OF AN INTEGRATED WELL FLOWING MODEL/.

Брусничкин А.М. BrusnichkinAM@samnipi.rosneft.ru

Каллин И.В. KallinIV@samnipi.rosneft.ru

ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара

Аннотация

В работе рассмотрено применение подхода интегрированного моделирования с целью повышения технико-экономической эффективности разработки доманиковых отложений. Приводится описание впервые разработанной методики оценки времени фонтанирования скважины, рассматривается возможность использования интегрированной модели как метода подбора оборудования, устанавливаемого как на самой скважине, так и в сети сбора. Показан возможный метод оптимизации добычи при помощи подбора штуцера.

Ключевые слова: интегрированная модель, фонтанирование, трудноизвлекаемые запасы, цифровизация.

Abstract

The paper considers the application of the integrated modeling approach in order to increase the technical and economic efficiency of the development of Domanik deposits. A description of the first developed methodology for estimating the flowing time of a well is given, the possibility of using an integrated model as a method for selecting equipment installed both on the well itself and in the gathering network is considered. A possible method of production optimization using choke selection is shown.

Keywords: integrated model, well flowing, hard-to-recover reserves, digitalization.

Введение

Согласно, стратегии «Роснефть-2022» [1], на текущий момент переход к цифровому месторождению как способу оптимизации нефтедобычи является

одним из основных приоритетов Компании.

Цифровизация наиболее актуальна для масштабных и дорогих проектов, таких как шельф, ТРИЗ (доманик), месторождения с нефтяными оторочками, а также для проектов с высокими операционными затратами из-за высокой обводненности продукции.

Согласно статистике по мировому опыту цифровизации месторождений прирост текущего уровня добычи составляет более, чем 10%, а сокращение ремонтов, простоев, а также трудозатрат достигает 25% от уровня, который наблюдался на месторождениях до внедрения данного подхода [2].

Основная часть

Интегрированная модель представляет собой единую цифровую модель месторождения, предназначенную для оптимизации каждого объекта, как в совокупности, так и в отдельности, будь то пласт или элемент поверхностного обустройства, учитывающую взаимовлияние данных друг на друга.

Она включает в себя непосредственно гидродинамическую модель пласта, конструкцию скважины, а также интегрированное поверхностное обустройство месторождения.

После того, как все перечисленные блоки были добавлены в модель, был произведен расчет фонтанирования скважины. Скважина в модели работает около 42 суток. Фактическая скважина отработала в общей сумме 50 суток. Учитывая, что скважина работала с периодическими остановками для замера пластового давления (КВД), данная модель имеет достаточную сходимость с фактическими данными.

Далее интегрированная модель расширена до 3 изолированных скважин с разной продуктивностью пласта, объединенных в единую систему сбора.

При сравнении добычи по скважине из предыдущего расчета было выявлено, что случай без учета влияния других скважин даёт переоценку добычи. Это объясняется тем, что скважины, объединенные в единую сеть сбора, «передавливают» друг друга, снижая потенциал добычи и повышая устьевое давление.

Так как скважины «передавливают» добычу друг друга, повышая устьевое давление, было принято решение установить перед каждой скважиной штуцер, ограничивающий устьевое давление до 18 атм – давление выбрано методом многовариантного анализа. При этом дебиты нефти увеличатся за счет увеличившегося перепада давления в стволе скважины.

Использование штуцеров позволило снизить устьевое давление по каждой скважине, тем самым «интенсифицируя» приток флюида в ствол. Накопленная добыча по каждой скважине, а также интегральная добыча по месторождению возросла на 580 тонн, что составило около 10% от начального значения.

Дополнительный NPV за счет внедрения интегрированной модели составил 211 млн руб при тиражировании технологии и методики оценки на всё месторождение, которое было взято за основу данной работы.

Заключение, выводы

Таким образом, интегрированная модель фонтанирования скважины успешно построена, технологическая эффективность разработки доманиковых отложений повышена за счет увеличения добычи на фонтане на 10%.

Разработана новая методика оценки времени фонтанирования скважины. Построенная интегрированная модель показывает достаточную сходимость с фактическими данными. Предложены пути оптимизации добычи на фонтане за счет внедрения штуцеров. Прирост накопленной добычи на месторождении доманиковых отложений составляет около 10%, дополнительный NPV равен 211 млн руб.

Метод цифровизации обладает гибкостью практически для любого актива на балансе Компании, позволяя строить интегрированную модель и производить расчеты, исходя из потребностей конкретного заказчика и его текущих вопросов.

Список используемых источников информации:

1. [1] ПАО "НК "Роснефть", «НОВАЯ СТРАТЕГИЯ «РОСНЕФТЬ – 2022»,» 2018. [В Интернете]. Available: <https://www.rosneft.ru/docs/report/2017/ru/strategy.html>. [Дата обращения: 2021].
2. [2] ПАО "Газпром нефть", «Комплексный подход к интегрированному моделированию в рамках проекта «Актив будущего»,» [В Интернете]. Available: <https://docplayer.ru/87621726-Kompleksnyy-podhod-k-integrirovannomu-modelirovaniyu-v-ramkah-proekta-aktiv-budushchego.html>. [Дата обращения: 2021].

ОЦЕНКА СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ НА РАННИХ ЭТАПАХ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПЛАСТОИСПЫТАТЕЛЯ /ESTIMATION OF RESERVOIR FLUID PROPERTIES IN THE EARLY STAGES OF OIL FIELD DEVELOPMENT USING A RESERVOIR TESTER/.

Быков Е.С. BykovES@samnipi.rosneft.ru

Торин С.В. TorinSV@samnipi.rosneft.ru

ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара

Аннотация

Определены основные PVT-свойства глубинных проб пластового флюида, отобранных на месторождении Оренбургской области. Проведено сравнение

данных параметров при использовании «классического» и точечного методов отбора. Установлено, что применение пластоиспытателей позволяет осуществить представительный отбор глубинных проб и достоверно оценить свойства пластовых флюидов на раннем этапе разработки нефтяных месторождений.

Ключевые слова: PVT-свойства, пластовый флюид, разработка нефтяных месторождений, отбор проб, пластоиспытатель.

Abstract

The main PVT-properties of downhole reservoir fluid samples taken at the Orenburg region field have been determined. These parameters are compared using the «classical» and point sampling methods. It was found that the use of reservoir testers allows for representative sampling of downhole samples and reliably assesses reservoir fluids properties of at an early stage of oil field development.

Keywords: PVT-properties, reservoir fluid, oil field development, sampling, reservoir tester.

Изучение свойств пластовых флюидов занимает важное место в комплексе исследований, связанных с разработкой нефтяных месторождений. Задача исследования пластовых флюидов – получение важных параметров для подсчета запасов, проектирования и контроля разработки и эксплуатации нефтяных месторождений: давления насыщения, газосодержания, пластовых плотности и вязкости, объемного коэффициента и других свойств [1]. При этом для достоверного определения перечисленных параметров необходим отбор представительной глубинной пробы пластового флюида из скважины. В настоящее время для отбора глубинных проб преимущественно применяются два метода:

- «Классический» – отбор проб флюида, поступающего из интервала опробования пласта в скважину;
- Точечный – отбор проб флюида, поступающего из места притока («точки») пласта непосредственно в пробоотборник пластоиспытателя.

На сегодняшний день существует несколько вариантов испытателей пластов на каротажном кабеле известных мировых лидеров на рынке геофизического оборудования, таких как Baker Hughes, Halliburton, Schlumberger и т.д. Данное оборудование позволяет проводить отбор глубинных проб с поддержанием пластовых условий (давления и температуры) и сохранением однофазного состояния [2]. Основным преимуществом пластоиспытателей для отбора глубинных проб пластовых флюидов является возможность их применения на раннем этапе разработки скважины, что позволяет охарактеризовать поведение флюидов при пластовых условиях. Достоверная и оперативная оценка основных параметров пластовых флюидов является актуальной при подсчете начальных запасов нефти, а также определяет экономическую целесообразность и рентабельность разработки нефтяных месторождений.

Целью работы являлось сравнение PVT-свойств глубинных проб нефти, отобранных на стадии разведочного бурения при помощи пластоиспытателя и «классическим» методом в ходе эксплуатации скважины.

Пробы изученного в работе пластового флюида представляли собой легкую, светлую, высокосжимаемую, безводную пластовую нефть с незначительной вязкостью. Пластовые условия для всех проб были близки и находились в следующих диапазонах: от 25 до 26 МПа (давление) и от 48 до 50 °С (температура).

Свойства пластовой нефти экспериментально определяли в лабораторных условиях с помощью комплекса исследования нефти и газа. Глубинные пробы отбирались проточным пробоотборником типа ПГПр («классический» метод) и пластоиспытателем MDT (Schlumberger). Модульный динамический испытатель пластов MDT представляет собой прибор, позволяющий осуществлять следующие исследования в открытом стволе скважины: замеры пластового давления на разных глубинах, расчет подвижности пластового флюида и оценку проницаемости по анализу кривых падения и восстановления давления (КПД и КВД), отбор представительных проб пластовых флюидов и т.д. в зависимости от конфигурации пластоиспытателя [3]. К основным минусам технологии отбора с использованием пластоиспытателя можно отнести возможное загрязнение проб фильтратом бурового раствора и высокую стоимость работ и оборудования.

Сравнение свойств проб пластового флюида в зависимости от методов отбора проводили на основе анализа данных четырех глубинных проб, отобранных из одной и той же скважины в пределах одного пласта нефтяного месторождения Оренбургской области. Экспериментальные данные основных PVT-свойств исследованных проб представлены в табл. 1.

Таблица 1

PVT-свойства проб пластового флюида

№ пробы	Тип пробоотборника	PVT-свойства пластового флюида				
		Давление насыщения, МПа	Газосодержание, м ³ /м ³	Объемный коэффициент нефти	Пластовая плотность, кг/м ³	Пластовая вязкость, мПа·с
1	MDT	7,11	115,9	1,343	701,0	0,51
2	MDT	7,22	115,8	1,343	700,0	0,52
3	ПГПр	6,71	113,2	1,327	703,0	0,51
4	ПГПр	7,22	113,8	1,327	700,0	0,53

Глубинные MDT-пробы 1 и 2 были отобраны в ходе разведочного бурения. Пробы 3 и 4 отобраны «классическим» методом через три месяца в процессе эксплуатации скважины. Давление насыщения для всех исследованных проб ниже пластового и давления в точке отбора, что свидетельствует о представительном отборе проб в однофазной области.

Из данных табл. 1 видно, что расхождение свойств для всех изученных проб относительно среднего не превышает 3 %, кроме давления насыщения для пробы 3, что свидетельствует о высокой степени идентичности отобранных проб. Пониженное значение давления насыщения для пробы 3 может быть обусловлено завышенным мольным содержанием метана в растворённом газе (около 35 %) по сравнению с другими пробами (30 – 31 %) и погрешностью эксперимента.

Таким образом, при сравнении основных PVT-свойств глубинных проб пластового флюида, отобранных проточным пробоотборником и пластоиспытателем, установлена высокая сходимость для всех изученных параметров. Установлено, что для оценки свойств пластовых флюидов достаточно исследовать пробы, отобранные на ранних стадиях разработки нефтяных месторождений. Полученные данные можно использовать для подсчета запасов нефти и газа, моделирования и контроля за разработкой нефтяных месторождений.

Список используемых источников информации:

1. Хазнаферов А. И. Исследование пластовых нефтей. – М.: Недра. – 1987 – 116 с.
2. Галлямов Ш. Р., Дубровин О. М., Месропян А. В., Хисматуллин К. А. Пробоотборник пластового флюида // Вестник УГАТУ. 2012. Т. 16, №5. С. 121-127
3. Ашуров В. В., Хассан А. К. Обзор гидродинамических исследований скважин в открытом и обсаженном стволе модульными испытателями пластов на кабеле MDT/CHDT // Нефтегазовое обозрение. 2004. С. 30–45.

РЕЗУЛЬТАТЫ ЧИСЛЕННЫХ ЭКСПЕРИМЕНТОВ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАЗЛИЧНЫХ СПОСОБОВ НАЧАЛЬНОЙ ИНИЦИАЛИЗАЦИИ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ /RESULTS OF NUMERICAL EXPERIMENTS IN CARRYING OUT VARIOUS METHODS OF INITIAL INTIALIZATION OF THE GEOLOGICAL AND HYDRODYNAMIC MODEL/.

Дуркин С.М. DurkinSM@samnipi.rosneft.ru

Пчела К.В. PchelaKV@samnipi.rosneft.ru

Терентьев А.А.

ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара

Аннотация

В работе рассматривается пример численного моделирования на одном из месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. В результате проведенного моделирования погрешность при сопоставлении

начальных геологических запасов нефти при использовании равновесной инициализации по кривым капиллярного давления составляет менее 2%.

Ключевые слова: геологическая модель, гидродинамическая модель, численный эксперимент, геологические запасы

Abstract:

The paper considers an example of numerical modeling at one of the fields of the Timan-Pechora oil and gas province. As a result of the simulation, the error in comparing the initial geological oil reserves when using equilibrium initialization from capillary pressure curves is less than 2%.

Keywords: geological model, hydrodynamic model, numerical experiment, geological reserves

Применение трехмерных геолого-гидродинамических моделей месторождений углеводородов актуально по нескольким причинам:

- наличие современных программных комплексов для создания моделей;
- требования государственных органов при защите проекта разработки месторождения;
- развитие промысловых и лабораторных методов изучения различных свойств горных пород.

Получение качественной исходной информации является необходимым условием при создании математической модели, что определяет качество получаемых результатов. Современная геолого-гидродинамическая модель представляет совокупность различных входных данных, объем которых достаточно большой и требует проведения входного анализа.

В теории геолого-гидродинамического моделирования существуют основные подходы начальной инициализации куба остаточной водонасыщенности – равновесная и неравновесная. Отличие данных подходов заключается в способе задания начальной водонасыщенности. В случае равновесной инициализации используются капиллярные давления и отметки контактов (капиллярно-гравитационное), а в случае неравновесной начальная водонасыщенность задается напрямую по результатам геологического моделирования. На практике рекомендуется использовать равновесную инициализацию для обеспечения устойчивости модели.

В работе рассматривается одно из месторождений, расположенное в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Для расчета функции Леверетта (рисунок 1) и функций относительных фазовых проницаемостей по капиллярной модели предполагается, что смачивающая фаза с ростом насыщенности последовательно заполняет поры от меньших к большим [1,2]. Относительные фазовые проницаемости для смачивающей (воды) и несмачивающей фаз (нефть, газ), построенные на базе капиллярной модели Пурцелла, были предложены Бурдаynom [3]. Для расчета ОФП использовался расчетно-экспериментальный метод.

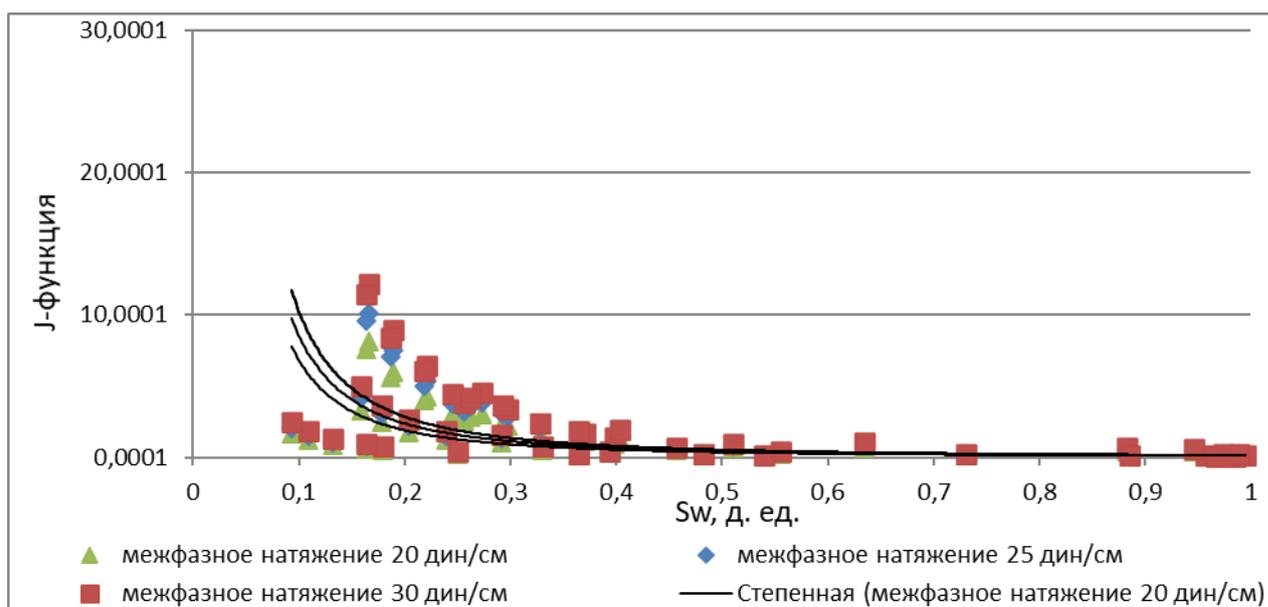


Рис. 1 – Функция Лаверетта при различных значениях межфазного натяжения

$$J(S_w) = 3,183 \cdot (P_k / \sigma \cdot \cos\theta) \cdot (\nu k / \phi)$$

где

P_k – капиллярное давление, бар;

σ – поверхностное натяжение (в атмосферных условиях на границе вода-воздух, составляет 72 дин/см, в пластовых условиях зависит от насыщающего флюида, на границе вода-нефть, в среднем 20-30 дин/см);

θ – краевой угол смачивания;

k – проницаемость образца, мД;

ϕ – пористость образца, д. ед.

В результате проведенных численных экспериментов погрешность при сопоставлении начальных геологических запасов нефти при использовании равновесной инициализации по кривым капиллярного давления составляет менее 2%.

Список используемых источников информации:

1. Эфрос Д.А. Исследования фильтрации неоднородных систем / Д. А. Эфрос. Л.: Гостоптехиздат, 1963. 351 с
2. Ромм Е.С. Структурные модели порового пространства горных пород. – Л.: Недра, 1985
3. Amiks Dzh., Bass D., Uajting R. Fizika neftjanogo plasta: Per. s angl. [Whiting oil reservoir Physics: Trans. from English.] – М.: Gostoptehizdat, 1962. – 572 p.

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАПРАВЛЕНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ
НАПРЯЖЕНИЙ ПО ДЕВОНСКОЙ СИСТЕМЕ ОРЕНБУРГСКОЙ
ОБЛАСТИ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ
/DETERMINATION OF HORIZONTAL STRESS DIRECTIONS IN THE
DEVONIAN SYSTEM OF THE ORENBURG REGION TO OPTIMIZE
THE DEVELOPMENT SYSTEM/.**

*Королькова К.П. KorolkovaKP@samnpi.rosneft.ru
ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара*

Аннотация

Работы по изучению изменения регионального поля горизонтальных напряжений на территории Оренбургской области для целей оптимизации разработки месторождений Волго-Уральского региона ранее не осуществлялись.

Исследования направлены на получение результатов связи прямых (азимутальный электрический микробоковой каротаж) и косвенных (работа скважин, результаты гидроразрыва пласта, трассерные исследования) методов определения направления максимального стресса на обширной территории двух областей: Самарской и Оренбургской.

По систематизированным замерам азимутального электрического микроимиджера построена региональная карта, не противоречащая тектонической и геологической концепции формирования девонской системы, как основной по величине запасов для месторождений Волго-Уральского региона.

Из-за большого объема входной информации по косвенным данным и с целью подтверждения распределения значений в периферийной зоне региональной карты, где достоверность картопостроения снижена, был проведен локальный анализ взаимосвязи прямых и косвенных методов определения направления максимального стресса на уровне двух месторождений Первомайской группы – Г1 и РК1

В результате локализации выявлена зависимость, позволяющая масштабировать методику анализа на действующие месторождения Волго-Уральского региона и увеличить количество проведенных косвенных исследований (трассерные исследования), как более дешевый аналог азимутальному электрическому микробоковому каротажу.

Положительные выводы по взаимосвязи методов позволили оптимизировать разработку перспективного участка в восточной части РК1 месторождения с рекомендуемой переориентацией направления заложения горизонтальных стволов добывающих скважин с последующим экономическим эффектом для компании.

Ключевые слова: направление горизонтальных напряжений, совмещенная карта регионов, исследования азимутального электрического микроимиджера, реверсивный блок напряжений.

Abstract

Study of changes of regional horizontal stress in the Orenburg region in order to optimize the development of Volga-Ural region oil fields has not been carried out before.

The research is aimed at obtaining the results of the connection between direct (azimuthal electric micro-lateral logging) and indirect (work wells, hydraulic fracturing, tracer studies) methods to determine the direction of maximum stress in a vast territory of two regions: Samara and Orenburg.

A regional map based on the systematized measurements of the azimuthal electric microimager was constructed. This map does not contradict the tectonic and geological concepts of the Devonian system formation, which is the main largest reserve for the Volga-Ural region fields.

A local analysis of the direct and indirect methods relationship to determine the direction of maximum stress at the level of two fields of the Pervomaisky group - G1 and RK1 was conducted. This analysis was performed due to the large amount of input information from indirect data and in order to confirm the distribution of values in the peripheral zone of the regional map, where the reliability of mapping is reduced.

As a result of localization, a relationship was revealed, which allowed us to scale the analysis methodology to the existing fields of Volga-Ural region and to increase the number of indirect studies (tracer studies), as a cheaper analogue to azimuthal electric microblock logging.

Positive conclusions on the interconnection of methods made it possible to optimize the development of a perspective area in the eastern part of the RK1 field with the recommended reorientation of the direction horizontal wellbores with the subsequent economic effect for the company.

Keywords: direction of horizontal stresses, combined map of regions, studies of azimuthal electric microimager, reversible stress block.

Введение

Большинство месторождений Волго-Уральского региона на данный момент находятся на завершающей стадии разработки. С каждым годом все тяжелее извлекать остаточные запасы нефти в виду неэффективной системы разработки (несвоевременный ввод системы поддержания пластового давления/ППД) и, как следствие, ухудшения энергетического состояния залежей.

Потенциальные районы, с большими остаточными запасами нефти есть, но на данный момент не охвачены бурением ввиду высоких рисков недостижения дополнительной добычи в условиях высокой неопределенности. Снятию неопределенностей препятствует:

1) малое количество проведенных и запланированных специализированных исследований, направленных на подтверждение предполагаемого блочного зонирования с определением преобладающего направления трещин в каждом блоке с целью оптимизации заложения новых вертикальных и

горизонтальных скважин, увеличения успешности проведения гидроразрыва пласта и организации эффективной системы ППД;

2) сложное ступенчато-блоковое тектоническое строение региона;

3) высокая степень погрешности в прослеживании границ распространения фациальных тел основных объектов разработки на локальном уровне конкретного месторождения.

Основанием для выполнения данной работы послужила необходимость разработки подобных потенциальных зон, путем снятия неопределенностей по распространению преобладающего направления трещин (направления максимального геомеханического стресса) по девонской системе, как основной по величине остаточных запасов для месторождений Волго-Уральского региона и дальнейшего повышения достоверности построения гидродинамических моделей за счет ввода куба трещиноватости.

Комплексный анализ основывался на привлечении разномасштабной/разной степени достоверности входной информации: от региональной до локальной.

В качестве региональных данных рассматривалась геологическая, тектоническая концепции и малочисленные замеры азимутального электрического микробокового каротажа по девонской системе на обширной территории двух областей: Самарской и Оренбургской. В качестве локальных данных привлечены результаты трассерных исследований, успешность проведения гидроразрыва пласта, работа скважин на двух месторождениях: Г1 и РК1.

Актуальность

Работы по изучению изменения регионального поля горизонтальных напряжений на территории Оренбургской области для целей оптимизации разработки месторождений Волго-Уральского региона ранее не осуществлялись, поэтому помимо построения региональной карты и проверки достоверности картопостроения преследовалась вторая цель: выявление взаимосвязи результатов прямых замеров азимутального электрического микробокового каротажа с результатами косвенных методов определения направления распространения трещин. Выявленная зависимость позволит увеличить количество проведенных косвенных исследований (трассерные исследования), как более дешевый аналог азимутальному электрическому микробоковому каротажу.

Положительные выводы по взаимосвязи методов позволили оптимизировать разработку перспективного участка в восточной части РК1 месторождения с рекомендуемой переориентацией направления заложения горизонтальных стволов добывающих скважин с последующим экономическим эффектом для компании. В перспективе методика комплексного анализа должна рассматриваться на всех месторождениях Волго-Уральского региона

Анализ исходной информации

Суммарно для месторождений Волго-Уральского региона были систематизированы 229 исследований азимутального электрического

микроимиджера по определению направлений максимальных стрессов по всем пластам в целом. Наиболее исследованная система отложений на территории экономической заинтересованности добывающих компаний - девонская (159 замеров / 69 %), но наблюдается невысокий процент достоверных исследований: для месторождений Оренбургской области - 46%, для месторождений Самарской области – 23% (Рис.1).

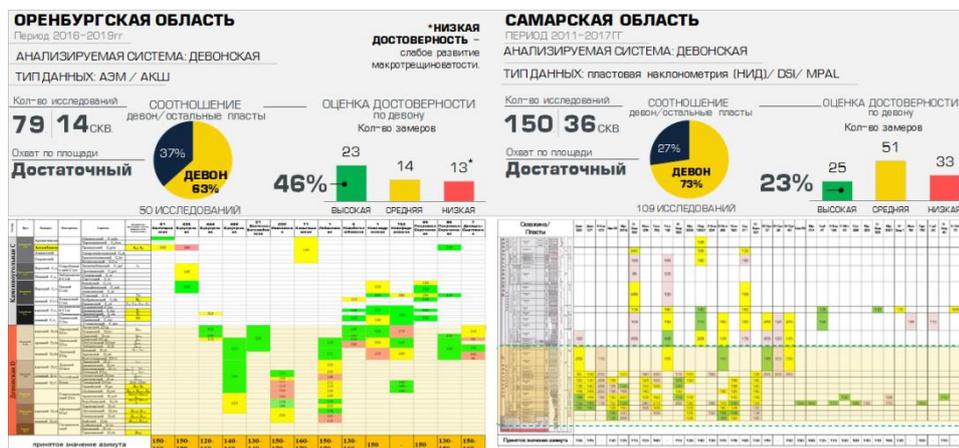


Рис. 1. Компильция исходных данных (исследования азимутального электрического микроимиджера) по месторождениям Оренбургской и Самарской области в период с 2011-2019гг.

В результате были исключены некондиционные замеры: скважины с замерами в локальных зонах с недостоверными данными с плотной тектонической сетью, поскольку данные замеры не покажут истинную региональную вариативность на обширной территории. И исключены замеры с недостоверными данными, которые показали слабое развитие макротрещиноватости по девонской системе.

На основании анализа исходных данных азимутального электрического микроимиджера и последующего исключения некондиционных замеров была построена общая региональная карта (Самарская и Оренбургская области) с привлечением замеров высокой+средней достоверности по всей девонской системе (Рис.2).

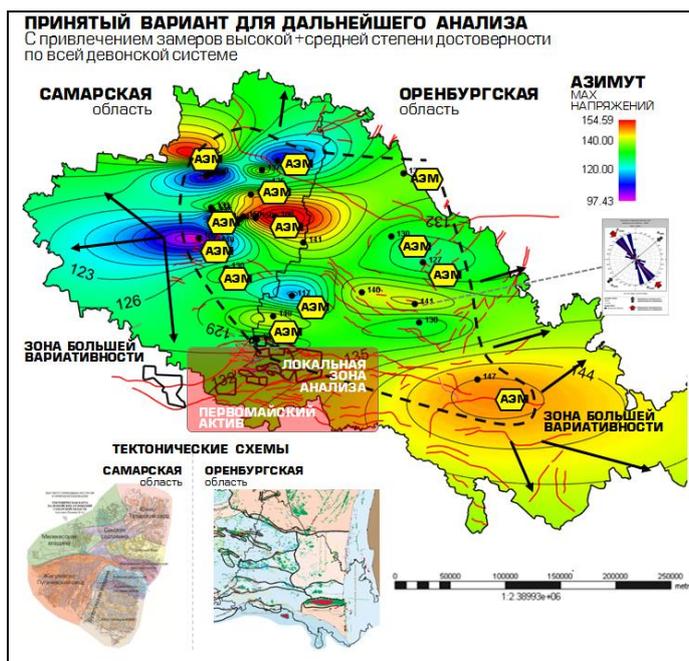


Рис. 2. Общая региональная карта (Самарская и Оренбургская области) азимутов максимальных напряжений с привлечением замеров высокой+средней достоверности по всей девонской системе.

Анализ показал высокую сходимость скважинных данных с распространением региональных разломов.

Разломная сеть:

При построении карты разломная сеть не учитывалась, поскольку результаты картопостроения получались менее информативны, так как тектоническая сеть очень плотная, и распределение значений точечных замеров ограничивается первыми встречающимися разломами, таким образом, невозможно получить предполагаемое направление за ними на обширной территории.

Достоверность картопостроений:

Основные замеры прямых исследований азимутального электрического микроимиджера сосредоточены в центральной части региональной карты, где достоверность картопостроения высокая. Для месторождений в этой зоне, без сложного блокового строения, рекомендуется использование среднего значения по региональной карте без привлечения рассмотрения блоковой геомеханики.

Периферийная часть карты не охвачена замерами, следовательно, достоверность принятых распределенных значений не высокая. С целью подтверждения распределения значений в периферийной зоне было принято решение локализации участка исследований для выявления корреляционной зависимости прямых (азимутального электрического микроимиджера) и косвенных методов (трассерные исследования, ГРП, работа скважин). В качестве локальной площадки анализа были выбраны месторождения Первомайской группы – Г1 и РК1 месторождения. С учетом литературных источников (/УрО РАН-эл. журнал 2014 №2/) и картопостроения, принятое

значение максимального напряжения в пределах Первомайской группы составляет 130 град.

Первомайская группа месторождений расположена в периферийной зоне региональной карты, где достоверность распределения значений стрессов не высокая, поскольку в данном районе был проведен всего один замер азимутального электрического микроимиджера – Л1 месторождение-северо-западная часть актива (Рис.3).

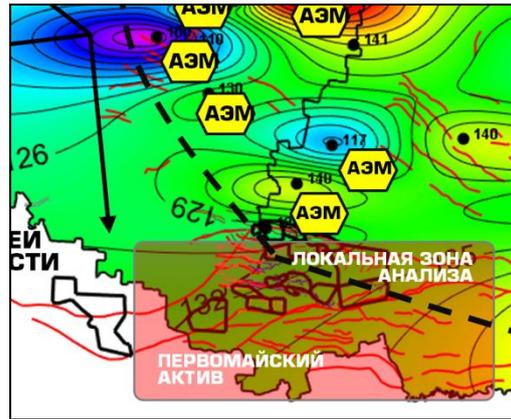


Рис. 3. Локальная карта (месторождения Первомайского актива) азимутов максимальных напряжений с привлечением замеров высокой+средней достоверности по всей девонской системе.

Вариативность и пониженную достоверность картопостроения усиливает сложное блоковое строение месторождений, где региональное распределение стрессов может отличаться от направления стресса в блоке вплоть до 90 град. При этом учитывалось, что сейсмический материал МОГТ-3D позволяет кондиционно трассировать разрывные нарушения с амплитудой смещений вдоль разлома более 30 метров, менее - нет. Качество интерпретации локальных сейсмических данных не позволяет выделить более мелкие нарушения, что вносит неопределенность в наличие более мелких раздробленных зон.

Анализ тектонической и геологической концепции

С целью уменьшения рисков по блоковой геомеханике были подробно рассмотрены тектоническая (Рис.4) и геологическая концепции (Рис.7) на локальном уровне - в пределах Г1 и РК1 месторождений.

1. Тектоническая концепция

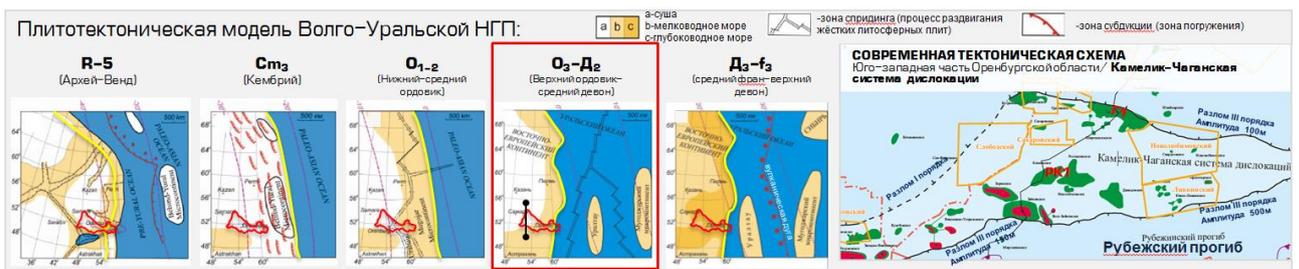


Рис. 4. Тектоническая концепция. Этапы геодинамических движений на момент формирования основных нефтяных объектов девона.

Этапы геодинамического движения, на момент формирования основных нефтяных объектов Девона, происходило в момент закрытия океана и подъема уровня моря.

Главным образом, месторождения Первомайской группы сосредоточены в Камелик-Чаганской системе дислокации, ограниченной разломами 1, 3 порядка с амплитудой разломов от 100м с северной стороны и с амплитудой разломов до 500м со стороны Рубежского прогиба.

В результате учета тектонической концепции, Г1и РК1 месторождения представляют собой раздробленную антиклинальную структуру с блочным типом строения /амплитуда смещения 10-100 м/, где разломно-блоковая тектоника, сопровождающаяся растяжением земной коры в разный исторический период формирования месторождений, сформировала разнонаправленную систему трещин по девонским отложениям.

Наибольшие геомеханические стрессы наблюдаются в замковой части антиклинальных складок - наиболее раздробленная часть. Этот факт затрудняет прогнозирование поведения потоков углеводорода в условиях отсутствия геомеханических исследований. В породе, согласно керновым данным, присутствуют трещины, в основном тектонического происхождения (Рис.5).

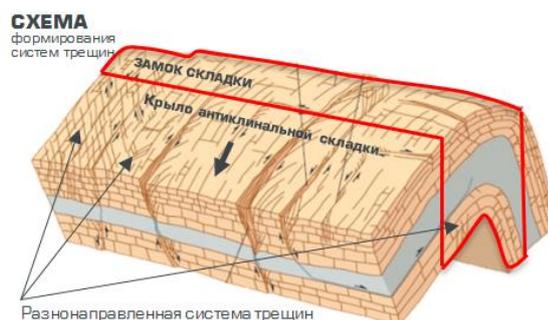


Рис. 5. Схема формирования систем трещин в антиклинальной структуре.

После анализа входной информации по тектонической концепции, были изучены карты предполагаемого ступенчато-блочного зонирования Г1 и РК1 месторождений (Рис.6).

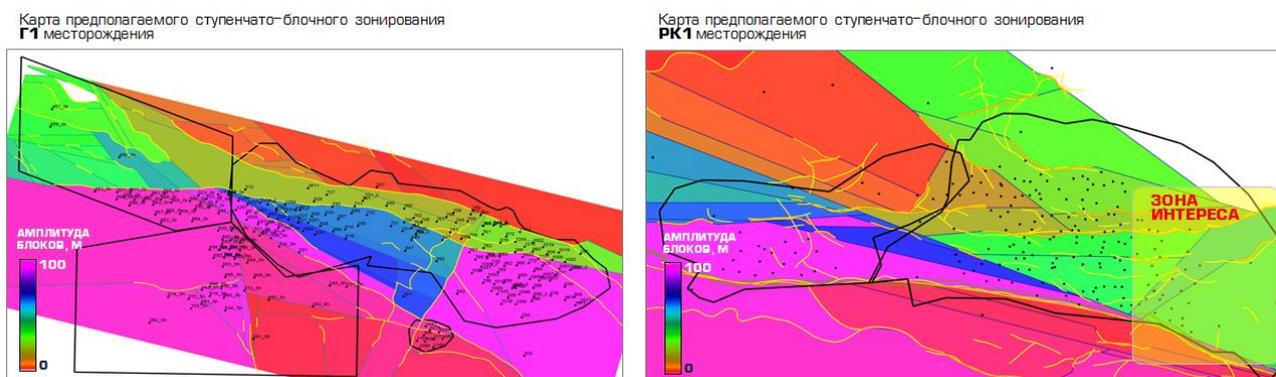


Рис. 6. Карта предполагаемого ступенчато-блочного зонирования месторождений.

Карты построены на основе плотной тектонической сети на территории месторождений, проследить которые удалось благодаря методике 3D сейсмоки, но стоит учесть упомянутое ранее допущение, что сейсмический материал МОГТ-3D позволяет кондиционно трассировать разрывные нарушения с амплитудой смещений вдоль разлома не менее 30 м. Качество интерпретации локальных сейсмических данных не позволяет выделить более мелкие нарушения. Из чего следует, что рассматриваемые месторождения могут быть еще более раздробленными, чем есть в текущем представлении, где направления стрессов в блоках могут кардинально отличаться от принятых средних значений напряжений для месторождения. Поэтому в случае отсутствия прямых замеров азимутального электрического микроимиджера и сложного блоково строения месторождений появляется необходимость привлечения любых косвенных данных для уменьшения рисков заложения направления скважин на перспективных участках.

2. Геологическая концепция

Для возможности ввода косвенных данных, помимо выявленной сложной ступенчато-блоковой структуры месторождений, необходим анализ геологической концепции, поскольку направление каналов низкого фильтрационного сопротивления играют большую роль (Рис.7).

Региональная палеогеографическая модель формирования основных объектов девонской системы, с использованием сиквенс-стратиграфии, показывает, что осадконакопление в Воробьевское и Ардатовское время проходило в момент регрессии моря со сносом терригенного материала с западной стороны, при этом формировалась авандельта флювиального типа.



Рис. 7. Региональная палеогеографическая модель рассматриваемых месторождений

При этом формы распространения дельтовых каналов Г11, Ш12, Г13 ЛУ схожи с границами отложений современного аналога Г1 месторождения - Махакам дельта в Индонезии.

Геологическая концепция, главным образом, связана с трассерными исследованиями, а они – с границами дельтовых каналов в процессе

формирования основных объектов девонской системы. Анализ взаимосвязи осложняет тот факт, что за последние годы основной объем трассерных исследований был проведен только на Г1 месторождении, именно на Г13 ЛУ - из всей группы месторождений Первомайского актива. Поэтому взаимосвязь направлений развития дельтовых каналов с трассерными исследованиями будет проведена именно на этом месторождении. Анализ выявления связи трассерных исследований с геологической концепцией распространения флювиальных каналов на Г13 ЛУ и полученных значений направления стрессов показал положительные результаты (Рис.8).

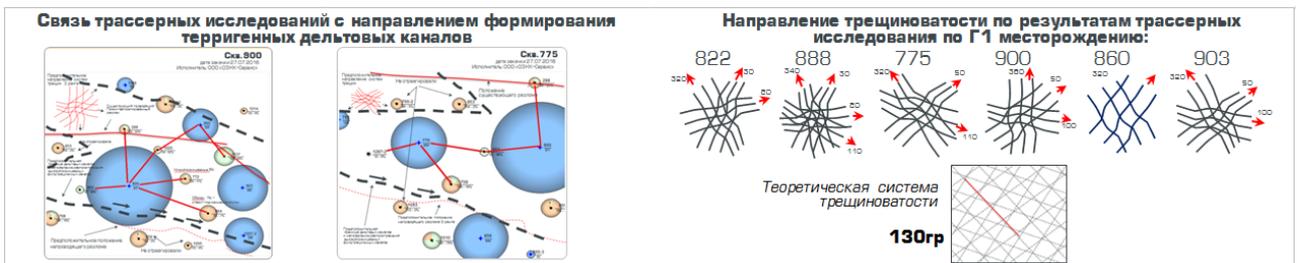


Рис. 8. Связь трассерных исследований с направлением сноса / формирования терригенных дельтовых каналов.

Сейсмофациальный анализ позволил проследить границы флювиальных каналов, трассерные исследования подтвердили границы высокопроницаемых каналов через реагирующий/не реагирующий фонд, что позволило их связать с наличием сформированных трещин в данных направлениях и, как результат, с искомыми направлениями стрессов в данном районе (Рис.9).

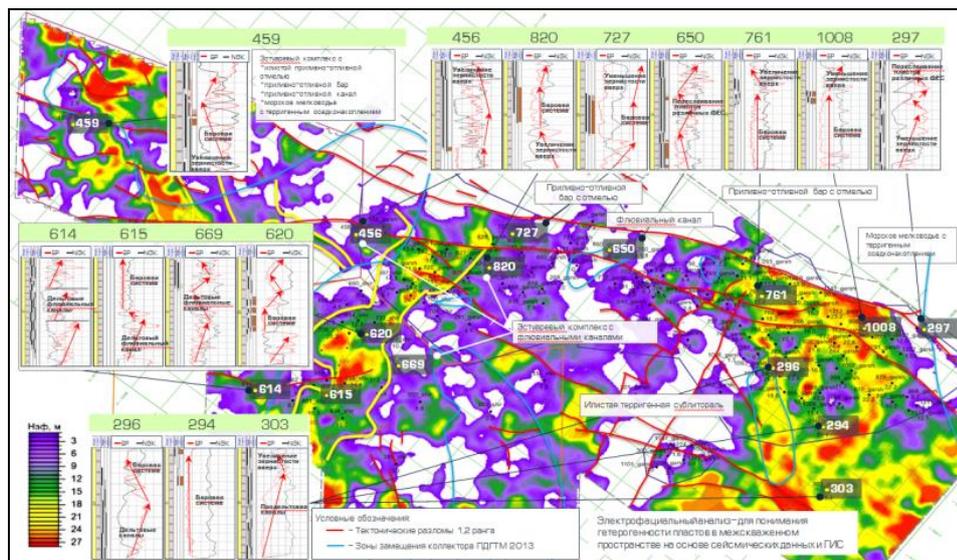


Рис 9. Сейсмофациальный анализ по ДЗ

Данная взаимосвязь - направление распространения каналов с трассерными исследованиями - была проанализирована с учетом сложного блокового строения месторождения, где трассерные исследования по карте блочного зонирования проводились в отдельных блоках.

Выявление взаимосвязи прямых замеров и косвенных данных Г1 месторождение

Анализ мероприятий по гидравлическому разрыву пласта

Г1 месторождение было поделено на 3 части: западную, центральную и восточную. В каждой части определено приоритетное направление каналов низкого фильтрационного сопротивления – они составили соответственно 110, 120 и 110 градусов.

В дополнение к трассерным исследованиям, были проанализированы результаты более 50 мероприятий ГТМ – ГРП, проведенные на Г1 месторождении в период 2016-2019гг. В процессе анализа результатов ГРП было принято условие, что трещина ГРП распространяется по азимуту максимальных напряжений.

Таким образом, используя теоретическую сетку трещиноватости, полученную в результате анализа трассерных исследований, были выявлены предполагаемые направления распространения трещин ГРП. Все проведенные ГРП были рассмотрены на предмет успешного запуска скважины и величины полученной дополнительной добычи нефти. При дальнейшем анализе лишь успешно проведенных ГРП было выявлено наиболее вероятное направление распространения трещин ГРП (с учетом сетки трещиноватости, полученной по результатам трассерных исследований), которое, в итоге, принято за направление максимального напряжения в конкретной локальной зоне.

Полученные направления сравнили с полученными средними значениями картопостроения региональной карты направления стрессов (Рис.10).



Рис. 10. Сравнение результатов предполагаемого направления трещин ГРП и данных по замерам азимутального электрического микроимиджера.

Например, в восточной части Г1 месторождения рассмотрим блок, ограниченный разломами. В данном блоке проведены трассерные исследования (трассер был закачан в пять нагнетательных скважин). В результате исследований извлеченный трассер был зафиксирован в реагирующих добывающих скважинах, которые располагаются по одинаковому азимуту по отношению к нагнетательной скважине – 110 градусов (Рис.8).

Индикатор скважины №1012 не был зафиксирован ни в одной вблизи добывающей скважине, хотя в этих скважинах были успешно проведены мероприятия ГТМ (ГРП). Таким образом, в данном районе с высокой степенью достоверности подтверждается направление максимального стресса – 110 градусов (Рис.11).

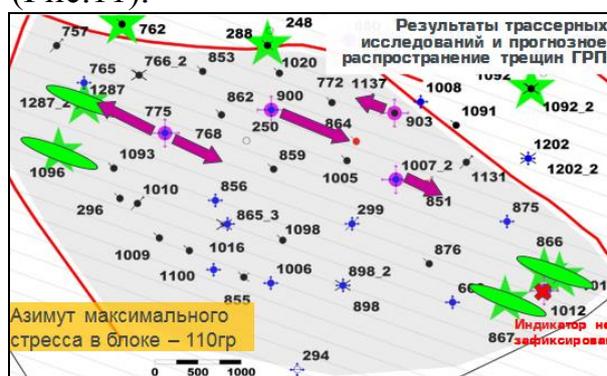


Рис. 11. Направление распространения трещин ГРП и каналов НФС на Восточной части Г1 месторождения.

Аналогично восточной части, проведен анализ центральной части залежи. По результатам трассерных исследований и успешных ГРП азимут максимального напряжения на данном локальном участке принят 120 градусов.

В западной части Г1 месторождения отсутствуют трассерные исследования, но опираясь на совокупный анализ тектонической концепции распространения основных разломов, успешных ГРП, распределения остаточных нефтенасыщенных толщин, направление максимального стресса на локальном участке принято в 130 градусов.

Анализ системы поддержания пластового давления

Далее была проведена оценка эффективности влияния системы ППД на Г1 месторождении. Данный анализ предлагается в работе как еще один косвенный метод определения азимута максимального стресса, с целью его уточнения на локальном уровне. Как говорилось ранее, периферийная часть построенной в данной работе региональной карты не охвачена замерами, следовательно, достоверность принятых распределенных значений не высокая. С целью подтверждения распределения значений в периферийной зоне было принято решение локализации участка исследований для выявления корреляционной зависимости прямых (азимутального

электрического микроимиджера) и косвенных методов (трассерные исследования, ГРП, работа скважин).

Г1 месторождение так же было разбито на 3 части – западная, центральная, восточная – по аналогии с анализом первого косвенного метода (трассерные исследования, успешные ГРП). В результате анализа было выявлено преимущественное направление распространения каналов взаимосвязи добывающих скважин с нагнетательными (Рис. 12).

Данный этап позволил объединить несколько структурных блоков в один по признаку равных значений азимутов напряжений и принять среднее значение азимутов напряжений на более обширной территории, чем один структурный блок.

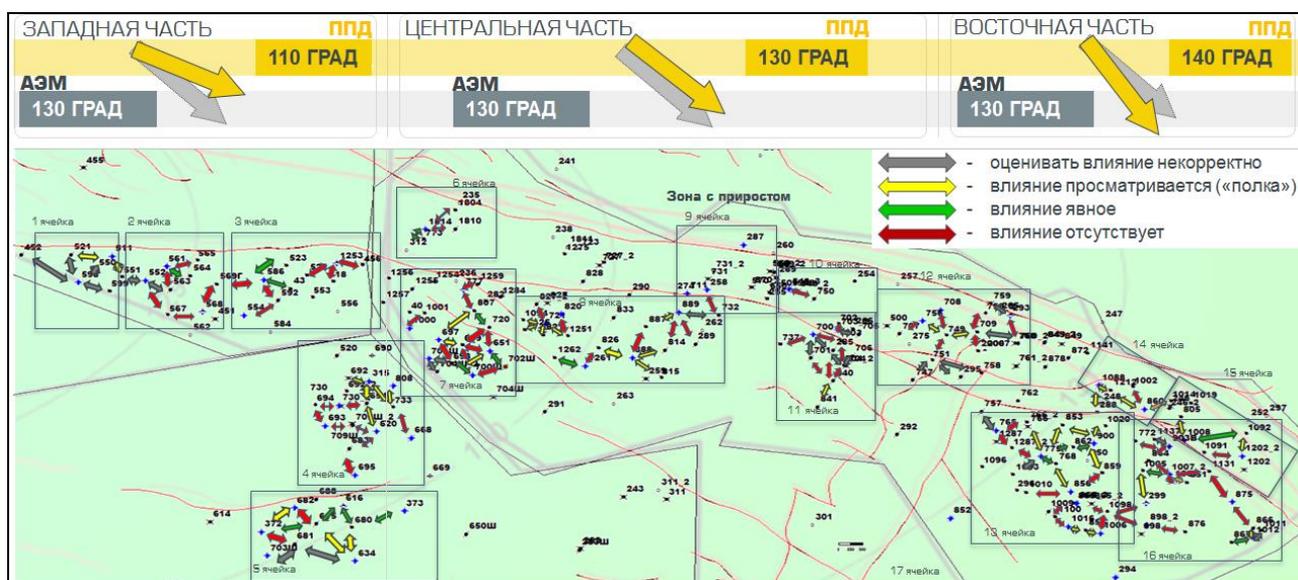


Рис. 12. Направление распространения каналов взаимосвязи добывающих скважин с нагнетательными на Г1 месторождении.

Наблюдается высокая степень сходимости результатов косвенных методов (трассерные исследования, ГРП, работа скважин) с прямым методом определения азимута максимального стресса (азимутального электрического микроимиджера) (Рис.13).

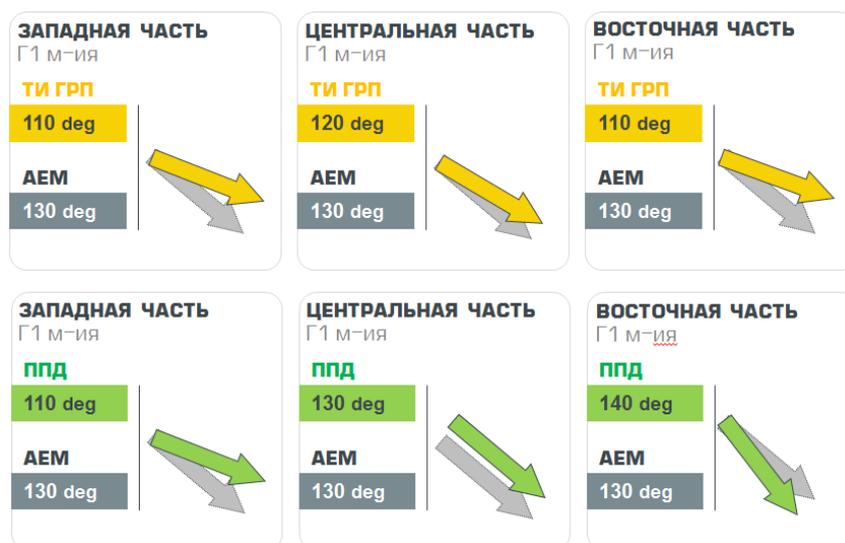


Рис. 13. Направление регионального стресса на локальном участке (Г1 месторождение) по результатам косвенных методов.

Таким образом, полученная положительная взаимосвязь между тектонической/геологической концепциями, трассерными исследованиями на Г13 ЛУ позволит перенести общий подход на другие месторождения актива для дальнейшего прослеживания корреляционной зависимости между прямыми и косвенными методами (трассерными исследованиями, ГРП и работа скважин) определения направлений максимальных стрессов.

РК1 месторождение

Дальнейший анализ был перенесен на РК1 месторождение, поскольку одной из конечных целей работы является предложение по заложению и ориентации скважин. Г1 месторождение находится на 4 стадии разработки, зон перспективных для бурения нет. На РК1 месторождении данная зона выявлена в восточной части РК12 ЛУ.

В работе был проанализирован юго-восточный участок РК1 месторождения на предмет определения направления максимального стресса на данном локальном участке.

Оценив эффективность влияния ППД на участке (Рис.14), было выявлено преимущественное направление распространения каналов взаимосвязи добывающих скважин с нагнетательными – 20гр.

Данное направление отличается от направления азимута максимального стресса, полученного путем прямых исследований. Предположение об изменении направления стрессов в рассматриваемом блоке за счет длительного влияния процесса разработки и работы скважин - было рассмотрено, но исключено, так как влияние работы скважин на изменение азимута максимального напряжения на обширной территории пренебрежимо мало по сравнению с влиянием глобального временного периода формирования тектонической структуры.

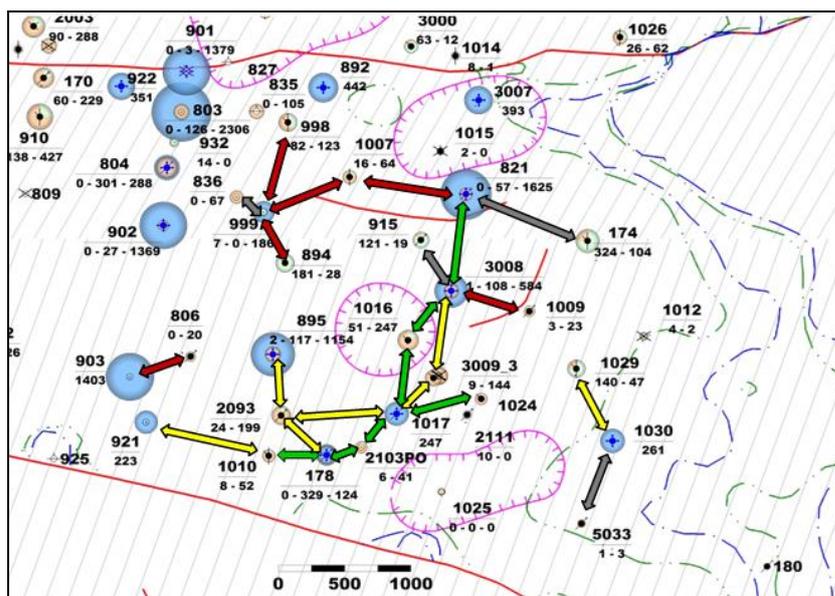


Рис. 14. Локальная карта эффективности влияния ППД Юго-Восточная часть РК1 месторождения РК12 ЛУ.

Но, исходя из направления больших разломов, региональная карта максимальных напряжений подтверждается, но именно в этой локальной зоне предполагается тектонический блок с разворотом стресса (на это указывает небольшой разлом). (Рис. 15)

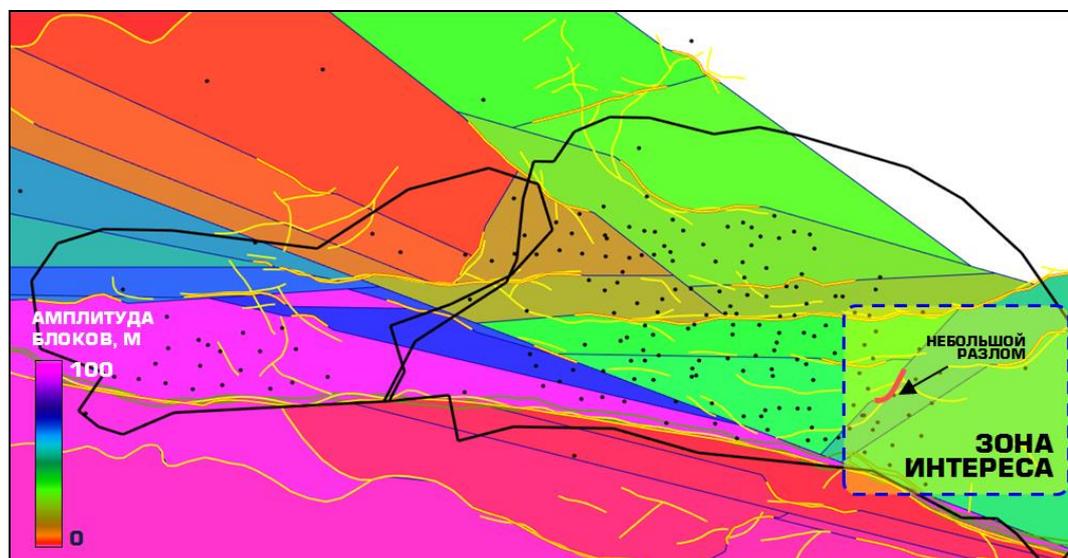


Рис. 15. Карта предполагаемого ступенчато-блочного зонирования РК1 месторождения. Зона интереса с вероятным наличием тектонического блока с разворотом стресса.

Увидеть ограниченный блок не представляется возможным, так как разрешающая способность существующей методики 3Д сейсмоки не позволяет это сделать.

На данном участке РК1 месторождения отсутствуют трассерные исследования, поэтому в качестве второго косвенного метода определения

направления максимального стресса в данном блоке используем результаты успешно проведенных ГРП. Опираясь на динамику работы скважин, на эффективность системы ППД, выделено приоритетное направление распространение трещин ГРП (в данном работе принимаем, что трещина ГРП распространяется в направлении максимального стресса) (Рис. 16).

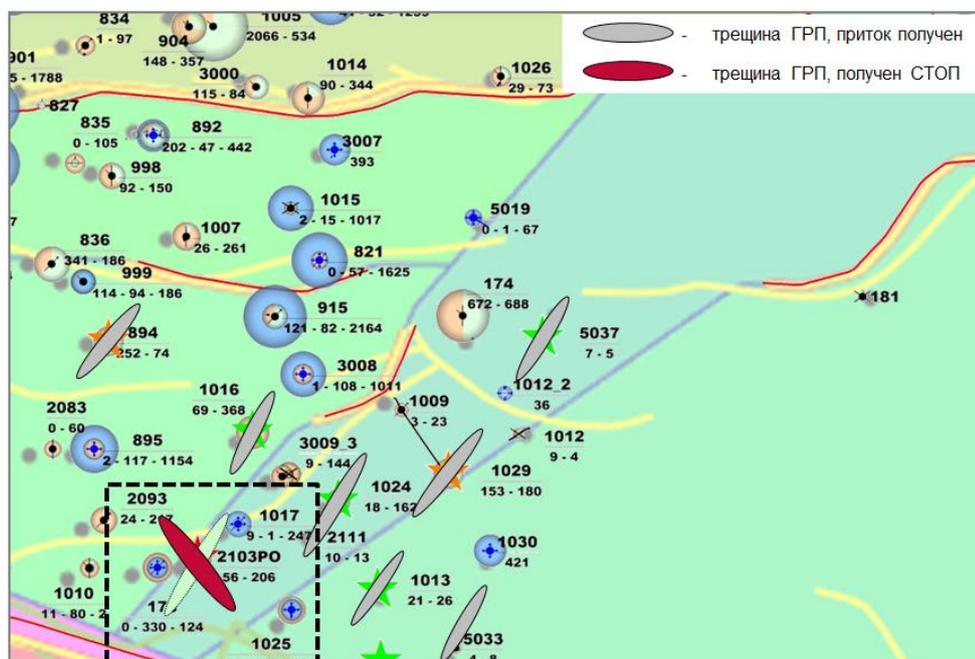


Рис 16. Локальная карта эффективности мероприятий ГРП Юго-Восточная часть РК1 месторождения.

В результате анализа эффективности мероприятий ГРП на участке РК1 месторождения и определения направления распространения каналов взаимосвязи добывающих скважин с нагнетательными, было определено возможное направление распространения трещин ГРП – 20 гр.

Данное направление отличается от направления азимута максимального стресса, полученного путем прямых исследований (азимутального электрического микроимиджера). Предположение об изменении направления стрессов в рассматриваемом блоке за счет длительного влияния процесса разработки и работы скважин - было рассмотрено, но исключено, так как влияние работы скважин на изменение азимута максимального напряжения на обширной территории пренебрежимо мало по сравнению с влиянием глобального временного периода формирования тектонической структуры. Исходя из направления больших разломов, региональная карта максимальных напряжений подтверждается, но именно в этой локальной зоне предполагается тектонический блок с разворотом стресса (на это указывает небольшой разлом).

Таким образом, опираясь на результаты определения азимута максимального стресса на локальном участке РК1 месторождения косвенными методами

(эффективность ППД, успешные ГРП), на данном участке направление максимального стресса принято – 20 градусов.

Данный район считается перспективным для бурения, величина остаточных извлекаемых запасов оценивается более 800 тыс.т. На данный момент принятая стратегия бурения подразумевает под собой бурения 4-х горизонтальных добывающих скважин и 2-х вертикальных нагнетательных скважин при общепринятом значении направления стресса – 130 градусов (Рис. 17).

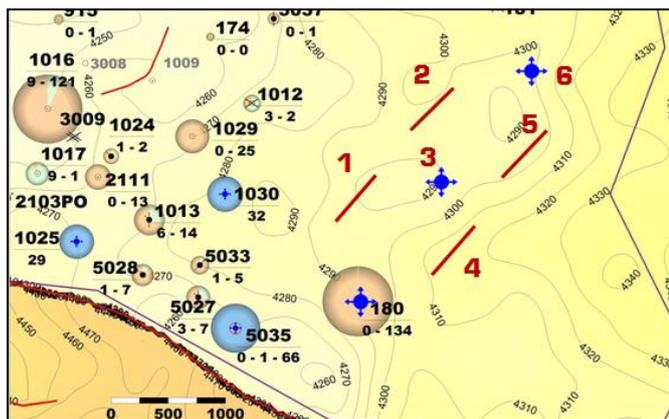


Рис. 17. Текущий вариант стратегии бурения при общепринятом значении направления стресса (130 гр.)

В данной работе, после проведение анализа и актуализации информации о направлении максимального стресса, предложен рекомендуемый вариант стратегии бурения при предполагаемом значении направления стресса – 20 градусов (Рис.18).

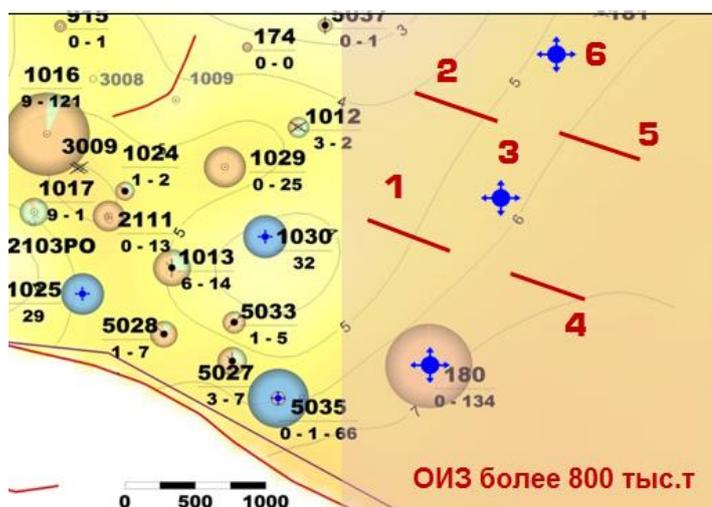


Рис. 18. Рекомендуемый вариант стратегии бурения при предполагаемом значении направления стресса (20 гр.).

Согласно рекомендуемому варианту, предлагается первоочередное бурение нагнетательной скважины №3 и проведение исследований по определению регионального стресса, далее, при необходимости, корректировка направления ГС

Выводы

1. На основании результатов прямых исследований азимутального электрического микроимджера и данных региональной геологии построена карта направлений начального поля максимальных горизонтальных напряжений Оренбургской области, совмещенная с переуточненной картой Самарской области;
2. Построенная карта позволяет с высокой степенью достоверности применить полученные данные направления регионального стресса без ввода косвенных данных для групп месторождений без сложного блокового строения в центральной части карты. Для периферийной зоны и месторождений со сложным блоковым тектоническим строением необходим ввод косвенных данных (результаты ГРП, трассерные исследования, анализ работы скважин) и дополнительный анализ;
3. В целом получена высокая сходимость результатов картопостроения по данным азимутального электрического микроимджера и косвенных методов определения азимута максимального стресса на месторождениях Первомайской группы Г1 и РК1 со сложным блоковым строением. Прогноз азимута распространения трещин составляет 130 гр.

Список используемых источников информации:

1. Баклашов И.В. Геомеханика – Редакционный совет издательства Московского Государственного Горного Университета, 2004, с.209;
2. Николаева Е.А. Сдвиговые механизмы пластической деформации монокристаллов: Учебное пособие - Издательство Пермского государственного технического университета, 2011, с.50;
3. Зобак М.Д. Геомеханика нефтяных залежей – Перевод с английского В.Л. Фрик, под редакцией специалистов ООО «Газпромнефть НТЦ», 2018, с.482;

ПОДБОР ОПТИМАЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА СТАДИЙ МГРП НА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ С ПОПЕРЕЧНЫМ РАСПОЛОЖЕНИЕМ ТРЕЩИН /THE SELECTION OF OPTIMAL MULTISTAGE HYDRAULIC FRACTURING NUMBER FOR HORIZONTAL WELLS WITH TRANSVERSE FRACTURES/.

*Митрохин Н.С. MitrokhinNS@samnpi.rosneft.ru
ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара)*

Аннотация

Основным направлением работы является подбор оптимального количества стадий МГРП на горизонтальных скважинах с поперечным расположением трещин путём аналитического расчёта и численного моделирования.

В процессе работы была определена применимость аналитической формулы для расчёта запускных дебитов ГС в зависимости от числа стадий МГРП. Данный аналитический подход характеризуется запускными дебитами ГС близкими к фактическим значениям и, как следствие, может использоваться в качестве инструмента для экспресс-оценки, позволяющего оценить степень влияния количества стадий МГРП на добычу нефти, а также сократить количество вариантов для дальнейшего гидродинамического моделирования. В работе применение аналитического подхода позволило получить сопоставимые с расчётами на ГДМ результаты, что позволяет использовать данный двухступенчатый алгоритм действий (анализ по аналитической формуле и расчёт на ГДМ) как более эффективный инструмент подбора оптимального числа стадий МГРП на ГС.

Ключевые слова: горизонтальная скважина с МГРП, оптимальное число портов, гидродинамическое моделирование, аналитический подход, двухступенчатое моделирование, экспресс-оценка.

Abstract

The major vector of this research paper is multistage hydraulic fracturing optimization for horizontal wells with transverse fractures by analytical solution and numerical simulation.

In the course of the work, the applicability of the analytical formula for calculating the start rates of the horizontal wells depending on the number of stages of the multistage hydraulic fracturing was determined. The analytical calculation is characterized by the start rates of horizontal wells close to the actual values and can be used as a tool for rapid assessment. This approach allows to assess the degree of influence of the number of stages on oil production and to reduce the number of variants for further numerical simulation.

The application of the analytical approach provided to obtain results comparable to the calculations on the simulation models, which allows using this two-stage algorithm (analysis by the analytical formula and simulation) as a more effective tool for selecting the optimal number of hydraulic fracturing stages for horizontal wells

Keywords: horizontal wells with multistage hydraulic fracturing, optimal number of ports, simulation modeling, analytical approach, two-stage modeling, rapid assessment

Введение

Проведение многозонного гидроразрыва пласта (МГРП) на горизонтальных скважинах являются одним из наиболее перспективных и эффективных способов извлечения нефти из низкопроницаемых и высоковязких пластов. Многозонный гидроразрыв пласта (МГРП) представляет собой определенное количество полноценных ГРП, проведенных на одной горизонтальной скважине. Данная технология способствует увеличению охвата ранее не дренируемых зон, что в свою очередь приводит к росту темпов выработки и коэффициента нефтеотдачи.

Применение ГС с МГРП для разработки трудноизвлекаемых запасов показало свою высокую эффективность и актуальность в мировой нефтегазовой практике, как результат, высокие темпы роста количества ГС с МГРП диктуют необходимость:

1. Оптимизации дизайна горизонтальных скважин с МГРП для увеличения рентабельности технологии
2. Более точной и эффективной оценки запускного дебита горизонтальных скважин с МГРП.

Корректная оценка и прогноз основных технологических показателей позволит увеличить пользу внедрения и экономическую эффективность данной технологии.

Таким образом, основными задачами работы, которые также формируют её значимость, являются:

1. Расчёт эффективности ГС с МГРП в зависимости от числа стадий ГРП на ГДМ Покровского и Сорочинского активов
2. Сравнение результатов аналитической модели, рейтинга и фактических дебитов ГС с МГРП с целью получения наиболее эффективного инструмента для экспресс-оценки.

Постановка задачи

Основным инструментом, направленным на решение поставленных задач, является двухступенчатое моделирование, которое представляет собой совокупность аналитического подхода и дальнейшего прогнозирования на ГДМ.

Аналитический подход

В работе используется модель расчёта дебита ГС с МГРП в зависимости от числа трещин, которая представлена в следующем виде:

$$Q = \frac{2khL}{b \cdot \mu \cdot (R_k - x_f)} \cdot \left(P_{\text{п}} - \frac{P_0}{2} - \frac{P_3}{2} \right) + Q_D \quad (1)$$

Где k -проницаемость; h -мощность; L -длина ГС; x_f - полудлина трещины; R_k - радиус контура питания; μ – вязкость; b – объемный коэффициент.

Учёт внешних частей зон дренирования крайних трещин производится по формуле:

$$Q_D = \frac{2\pi \cdot k \cdot h \cdot (P_n - P_z)}{\mu \cdot b \cdot (\ln \frac{2R_k}{x_f})} \quad (2)$$

Давление на границе межтрещинного пространства определяется как:

$$P_0 = \frac{P_n - P_z \cdot (\frac{1}{2} - (N - 1)^2 \cdot \frac{2 \cdot x_f \cdot R_k}{L^2})}{\frac{1}{2} + (N - 1)^2 \cdot \frac{2 \cdot x_f \cdot R_k}{L^2}} \quad (3)$$

Где N- число трещин ГРП.

В первую очередь, с целью проверки применимости аналитической модели, произведено сопоставление результатов расчётов и фактических данных ГС с МГРП. В качестве объекта рассматривался пласт О4 Горного месторождения, на котором уже имеется опыт применения ГС с МГРП.

Как результат, были взяты фактические запускные параметры 3 ГС с МГРП (№337, №338, №354) и сопоставлены с расчётами по формуле рейтинга бурения и предложенной аналитической модели (Таблица 1 и Рисунок 1)

Таблица 1.

Запускной дебит нефти, м3/сут

№ скв	Аналитика	Факт	Рейтинг
ГС 337	60,6	58,3	27,8
ГС 338	96,3	96,1	50,57
ГС 354	159,1	162,2	111,1

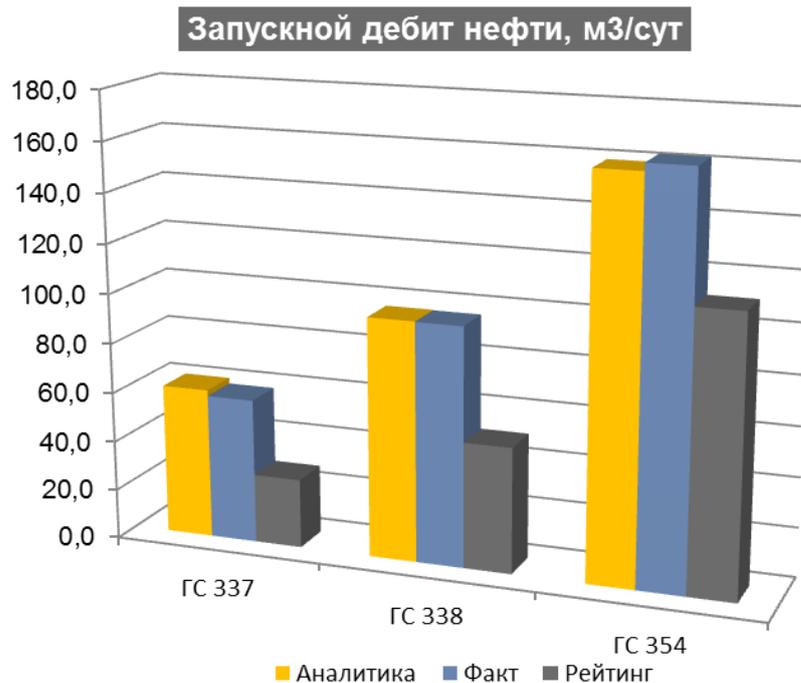


Рис. 1. Сравнение фактических запусковых дебитов с аналитическим расчётом

Как можно заметить, применимость аналитической модели достаточно высокая, что позволяет использовать данный подход как первую стадию при двухступенчатом моделировании.

Практическая значимость

В качестве объектов, к которым будет применен алгоритм двухступенчатого моделирования с целью определения оптимального числа стадий ГРП, выбраны ГС 304, пробуренный на пласт О4 Горного месторождения, и ГС 52, проектируемый на пласт Зл2-1 Пограничного месторождения.

На первой стадии реализации двухступенчатого моделирования для рассматриваемых ГС применялся аналитический подход для определения оптимальных интервалов числа стадий ГРП, а также для сокращения дальнейших трудозатрат и количества вариантов для расчёта на ГДМ.

Использование аналитической модели позволило определить наиболее оптимальные интервалы числа стадий ГРП - для ГС 304 9-11 стадий, для ГС 52 8-10 стадий (Рисунок 2 и Рисунок 3).

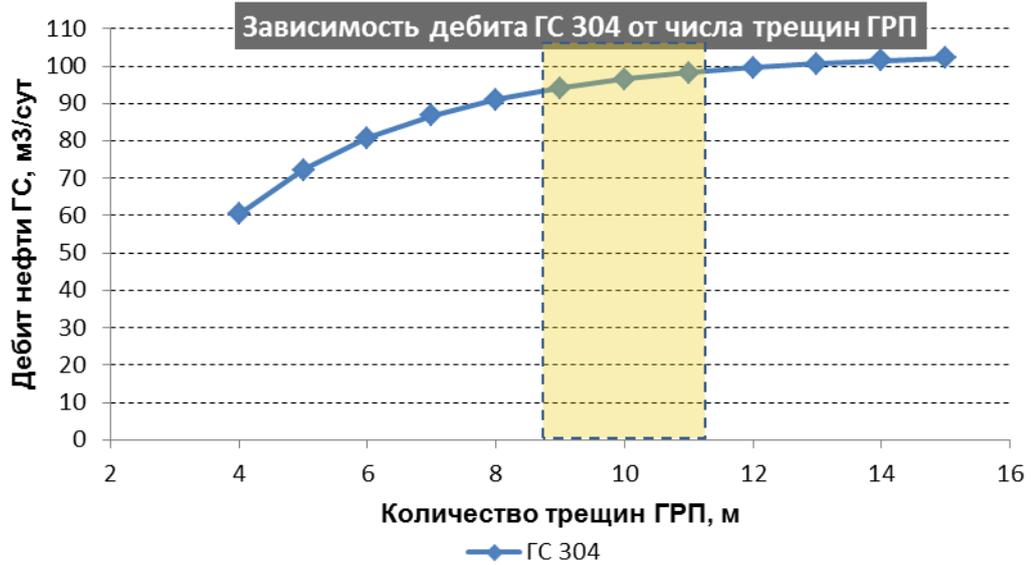


Рис. 2. Зависимость дебита ГС 304 от числа трещин ГРП

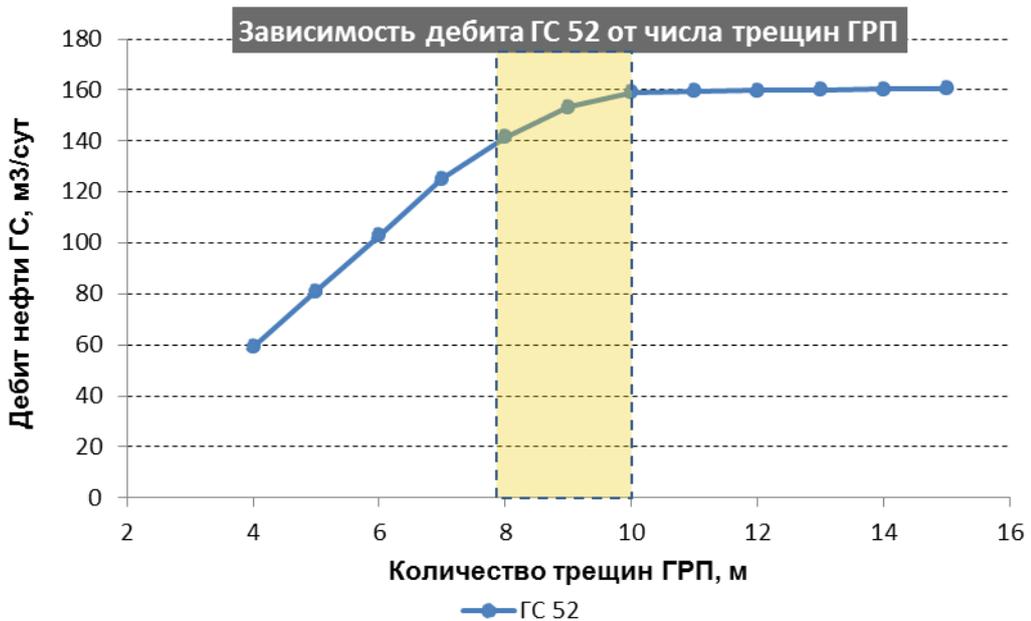


Рис. 3. Зависимость дебита ГС 52 от числа трещин ГРП

Второй этап двухступенчатого моделирования предполагает применение результатов аналитических расчётов для сокращения числа вариантов расчёта. Однако в рамках данной работы, с целью дополнительного обоснования применимости аналитического подхода, на гидродинамических моделях было выполнено большее число итераций.

В результате расчётов на ГДМ пласта О4 Горного месторождения было получено, что за расчётный период (20 лет) максимальными технологическими показателями характеризуется вариант с 11 стадий ГРП и расстояние между портами 50 м (Рисунок 4). Данный результат подтверждает расчёты, полученные по аналитической модели (9-11 стадий). При этом

дальнейшее увеличение стадий ГРП приводит к появлению интерференции между портами и сокращению объемов добычи нефти.

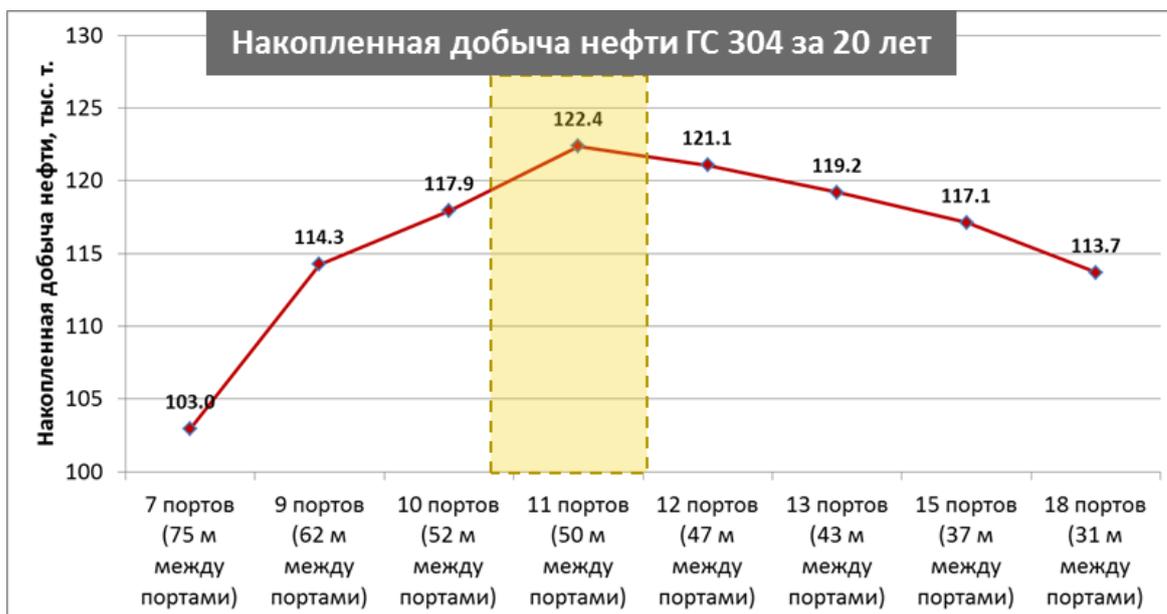


Рис. 4. Накопленная добыча нефти ГС 304 за 20 лет

В результате расчётов на ГДМ пласта Зл2-1 Пограничного месторождения было получено, что за расчётный период (20 лет) максимальные технологические показатели получены по варианту с 10 стадиями МГРП и, расстояние между портами 40 м (Рисунок 5). В этом случае аналитическая модель также дала сопоставимый прогноз (8-10 стадий).

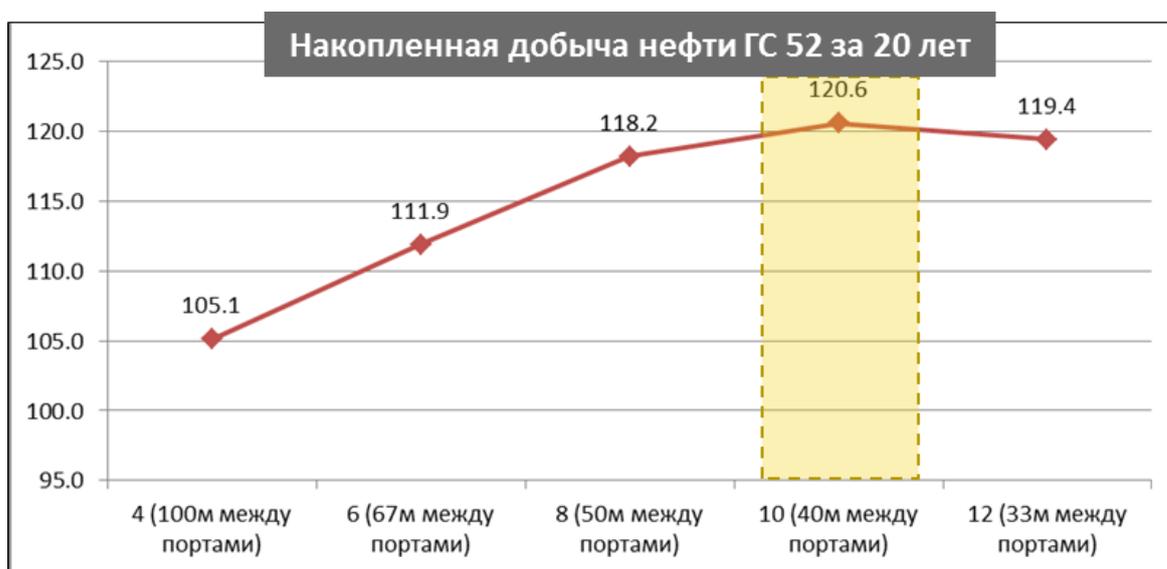


Рис. 5. Накопленная добыча нефти ГС 52 за 20 лет

Заключение

Исходя из полученных результатов, по выполненной работе можно сделать ряд выводов:

1. Проверена применимость аналитической модели для расчёта дебита горизонтальных скважин в зависимости от числа стадий ГРП путём сопоставления фактических и расчётных данных
2. Реализован двухступенчатый подход к подбору оптимального числа стадий МГРП на горизонтальных скважинах Горного и Пограничного месторождений
3. Подобрано оптимальное количество стадий МГРП на горизонтальных скважинах Горного и Пограничного месторождений

Список используемых источников информации:

1. С.В. Елкин, А.А. Алероев, Н.А. Веремко, М.В. Чертенков. Модель для расчета дебита горизонтальной скважины в зависимости от числа трещин гидроразрыва пласта // Нефт. хоз-во. – 2016. – № 1. – С. 64–67
2. Чжоу Цяофэн, Золотухин А. Б., Чжан Шичэн. Методика определения свойств трещин после проведения многоступенчатого гидроразрывапласта // Нефт. хоз-во. — 2016. — No 6. — С. 108–111.
3. H. Songgen, D. Yan, G. Jianchun, X. Yong, Z. Zhihong. Optimization of Staged-Fracturing in Heterogeneous Tight Gas Reservoirs of Western-Sichuan Gas Field // SPE 176145. – 2015.

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ СМЕСИ АНИОННОГО И ЦВИТТЕРИОННОГО ПАВ В СОЛЯНОКИСЛОТНЫХ РАСТВОРАХ /STUDY OF RHEOLOGICAL PROPERTIES OF A MIXTURE OF ANIONIC AND ZVITTERION SURFACTANTS IN HYDROCALIC ACID SOLUTIONS/.

*Склюев П.В. p.v.sklyuev@gmail.com
ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара*

Аннотация

В работе представлены результаты исследований реологических свойств смесей цвиттерионного поверхностно-активных веществ (ПАВ) и анионного (ПАВ) для отклонения кислотного раствора при обработке продуктивного пласта. При обработке высокопроницаемые обводненные участки пласта закупориваются образующимся гелем при кислотной обработке. Обоснованы оптимальные соотношения (ПАВ).

Ключевые слова: поверхностно-активные вещества, реологические свойства, кислотные композиции, технологическая эффективность

Abstract

The paper presents the results of studies of the rheological properties of mixtures of zwitterionic surfactants (SAS) and anionic surfactants (SAS) for the deviation of an acid solution during treatment of a productive formation. During treatment,

highly permeable, watered areas of the formation are clogged with the resulting gel during acidizing. Optimal ratios (surfactants) have been substantiated.

Keywords: surfactants, rheological properties, acid compositions, technological efficiency

Соляно-кислотные обработки являются основным методом интенсификации добычи нефти из карбонатных коллекторов, что обусловлено простотой технологического процесса, дешевизной и доступностью химических реагентов для проведения работ. Повышение эффективности кислотных обработок является важной задачей увеличения нефтеотдачи, поскольку при фильтрации соляной кислоты в карбонатах преобладает механизм образования отдельных высокопроницаемых червоточин, а не равномерная пропитка и стимуляция всей существующей системы трещин и микротрещин [1]. Высокая скорость взаимодействия растворов соляной кислоты с карбонатами приводит к преимущественной обработке одних и тех же каналов фильтрации, обладающих наибольшей относительной проницаемостью. С целью замедления скорости реакции кислоты с породой в кислотный состав добавляют различные присадки, такие как ПАВ и полимерные загустители, смесь слабых органических кислот, а также проводят закачку кислотных композиций в виде обратных эмульсий. Одним из возможных вариантов замедления скорости реакции соляно-кислотных составов с карбонатами, и достижения более равномерной кислотной обработки продуктивных пластов, является применение потокоотклоняющих кислотных композиций с изменяющейся динамической вязкостью непосредственно в пластовых условиях в процессе реагирования с породой. Механизм действия таких композиций основан на их способности многократно повышать вязкость при реакции с карбонатной породой: по мере роста локальной вязкости состав эффективно отклоняется в нефтенасыщенные интервалы, в которых образование вязкоупругого раствора не наблюдается. Это является непрерывным процессом отклонения в процессе закачки кислотного состава [2]. К настоящему времени предложено множество композиций ПАВ, проявляющих вязкоупругие свойства [3], но продолжают экспериментальные исследования в области поиска новых сочетаний ПАВ с целью повышения технологической эффективности применяемых кислотных композиций.

В данной работе для приготовления растворов использованы амидобетаин (АБ) в качестве цвиттерионного ПАВ и сульфосукцинат этоксилированного жирного спирта (3 моля окиси этилена) в качестве анионного. Для приготовления растворов использовали дистиллированную воду, концентрация соляной кислоты в соляно-кислотных растворах составляла 18 % масс. Реологические свойства растворов определяли с использованием реометра MCR 52 Anton Paar с использованием измерительной системы «плита — плита» PP50 в диапазоне скоростей сдвига от 1 до 100 с⁻¹ при температуре 20 ± 2°С.

После подбора оптимального соотношения АПАВ и АБ была получена зависимость вязкости от остаточного содержания соляной кислоты при различном суммарном содержании ПАВ (рис. 1), а также зависимость остаточной концентрации соляной кислоты, при которой наблюдается максимальный набор вязкости, от суммарного содержания ПАВ (рис. 2).

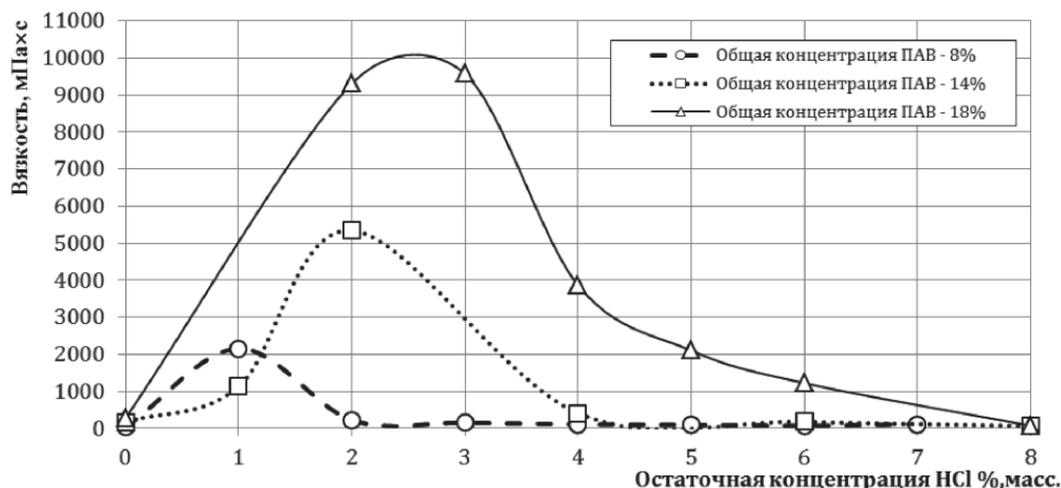


Рис. 1. Зависимость динамической вязкости растворов ПАВ от остаточной концентрации HCl при скорости сдвига 10 с^{-1} и температуре 20°C

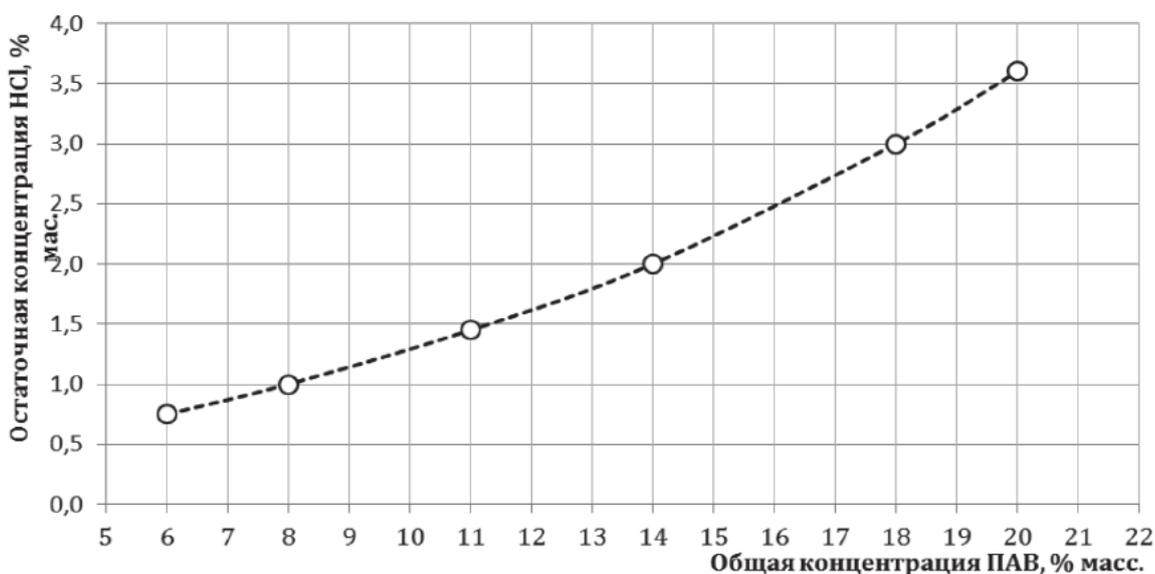


Рис. 2. Зависимость общей концентрации ПАВ от остаточной концентрации кислоты от общей концентрации ПАВ

Результаты эксперимента показали, что исходный кислотный состав обладает низкой вязкостью от 4,5 до 8 мПа·с и практически не зависит от общей концентрации ПАВ, а при снижении содержания соляной кислоты и появлении в растворе продуктов реакции (CaCl_2) происходит резкое увеличение вязкости системы. Причем вязкость частично нейтрализованного кислотного раствора существенно выше, чем вязкость водных растворов при

одинаковом соотношении и общей концентрации ПАВ [4]. Необходимо отметить, что повышение общей концентрации ПАВ приводит к следующим эффектам:

- увеличению максимальной вязкости раствора в зависимости от общей концентрации ПАВ частично нейтрализованных растворов;
- смещению пика вязкости: максимальная вязкость при общей концентрации ПАВ 8% масс. наблюдается при остаточном содержании HCl 1% масс., при 14% масс. составляет 2% масс., при содержании ПАВ 18% масс. – при остаточном содержании кислоты около 3 % масс., а также расширению границ существования вязкоупругого раствора;
- изменение общей концентрации ПАВ оказывает влияние на вязкость состава после его полной нейтрализации: вязкость нейтрализованного состава при общем содержании ПАВ 8% составляет 22 мПа·с, при 14% – 60 мПа·с, а при 18% – 197 мПа·с.

Результаты исследования реологических свойств смешанных соляно-кислотных растворов АБ и АПАВ, основанные на установлении оптимального соотношения ПАВ, зависимостей изменения реологических свойств соляно-кислотных растворов от общей концентрации ПАВ, могут быть основой для разработки кислотных композиций, обладающих эффектом потокоотклонения.

Список используемых источников информации:

1. Булгакова Г.Т., Байзигитова А.В., Шарифуллин А.Р. Модель матричной кислотной обработки карбонатов: влияние осадка на процесс растворения // Вестник УГАТУ. – 2009. - Т.13, № 2 (35). - С. 256 - 264.
2. Нефедов. Н.В. Интенсификация добычи нефти методом обработки призабойной зоны кислотной микроэмульсией // Нефтяное хозяйство. – 2007. - № 2. - с. 58-59.
3. Kelland M.A. Production Chemicals for the Oil and Gas Industry: Transl. from Engl. Ed. by L.A. Magadova. Saint-Petersburg, 2015. 606 p.
4. Мохсен А.М., Хуссейн М.А., Коновалов В.В., Склюев П.В. Реологические свойства мицеллярных растворов смеси кокаמידопропилбетаина и сульфосукцинатов этоксилированных жирных спиртов. Нефтегазовое дело, 2019, т. 17, № 1, с. 33-40.

РАЗРАБОТКА КИСЛОТНЫХ УГЛЕВОДОРОДСОДЕРЖАЩИХ СОСТАВОВ И ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛА ИХ ПРИМЕНЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ /THE DEVELOPMENT OF HYDROCARBON CONTAINING ACIDIC COMPOSITIONS AND ESTIMATION OF THE POTENTIAL OF THEIR APPLICATION IN HIGH-VISCOSITY OIL DEPOSITS/.

Шумахер М.Ю. ShumakherMYu@samnipi.rosneft.ru

Коновалов В.В. KonovalovVV@samnipi.rosneft.ru

ООО “СамараНИПИнефть”, г. Самара

Аннотация:

В статье приведены результаты оценки совместимости различных соляно-кислотных составов с образцами высоковязкой нефти месторождений Самарской области. Рассмотрена растворяющая способность кислотных эмульсий по отношению к асфальтосмолопарафиновым отложениям. Показана перспективность применения эмульсий, особенно прямого типа, для обработки ПЗС на залежах высоковязкой нефти.

Ключевые слова: соляно-кислотная обработка, отложения асфальтосмолопарафиновых веществ, кислотные углеводородсодержащие эмульсии, залежи высоковязкой нефти, совместимость с нефтью.

Abstract:

The article presents the results of assessing the compatibility of various hydrochloric acid compositions with samples of high-viscosity oil from the fields of the Samara region. The dissolving capacity of acid emulsions against the asphalt-resin-paraffinic deposits is considered. The prospects of use of emulsions, particularly the direct type, for bottom-hole treatment of high-viscosity oil deposits are shown.

Key words: hydrochloric acid treatment, deposits of asphalt-resin-paraffinic substances, acidic hydrocarbon-containing emulsions, high-viscosity oil deposits, compatibility with oil.

Кольматация призабойной зоны скважины (ПЗС) различными веществами как органического, так и неорганического происхождения является неизбежной проблемой в процессе нефтедобычи [1]. С целью увеличения проницаемости ПЗС наиболее часто применяются кислотные обработки различного типа. К стандартным, наиболее часто применяемым обработкам относятся соляно-кислотная (СКО) и глинокислотная (ГКО), применение которых определяется типом коллектора. Однако, помимо очевидных преимуществ, обычные кислотные обработки (КО) обладают целым рядом недостатков, которые снижают эффективность их применения [2]. Еще одним недостатком КС является их неспособность растворять органические отложения АСПО. Также существует проблема применения КС на залежах высоковязкой нефти (ВВН): в работах [3,4] показано, что в ходе

лабораторного исследования по совместимости образца ВВН одного из месторождений Самарской области с обычным соляно-кислотным составом, была выявлена их несовместимость. При смешивании образца ВВН с КС вязкость увеличилась в 2,4 раза, и смесь потеряла подвижность. Таким образом, для обработки ПЗС на залежах ВВН применение обычных КС может быть ограничено и необходим подбор более эффективных технологий обработки.

На сегодняшний день, для восстановления проницаемости ПЗС на залежах ВВН, как и для залежей с отложениями асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПО), применяют либо обработки в две стадии (закачка углеводородного растворителя с последующей СКО), либо модифицированные кислотные составы (МКС), которые содержат дополнительные модифицирующие присадки, придающие им особые технологические свойства и повышающие эффективность обработок [2,5].

Одним из вариантов МКС являются кислотные углеводородсодержащие эмульсии. На сегодняшний день, согласно многочисленным источникам, существует опыт применения эмульсий обратного типа, однако возможность получения эмульсий прямого типа ранее не рассматривалась. При этом в работе [6] показано, что получение прямых эмульсий возможно, и данные составы представляют не меньший интерес, чем классические инвертные эмульсии.

Стоит отметить, что одним из важнейших критериев выбора оптимальной кислотной эмульсии для применения в конкретных геолого-физических условиях объекта являются её технологические свойства, такие как: реологические и дисперсные характеристики, коррозионная активность, способность растворять АСПО, скорость взаимодействия с карбонатами, а также совместимость с пластовыми флюидами.

После получения образцов эмульсии прямого и обратного типа были проведены исследования по определению растворяющей способности составов по отношению к АСПО. Эксперимент проводили с использованием образца АСПО парафинового типа. Было выявлено, что для прямых эмульсий максимальная потеря массы АСПО составила 38%, что говорит об их эффективности, обратные же эмульсии показали низкую растворяющую способность.

Также были проведены исследования совместимости прямых и обратных эмульсий с образцом ВВН для сравнения с результатами обычного КС. В работах [3-4] показано, что эмульсии показали хорошую совместимость с образцом нефти. При этом наименьшей вязкостью обладала смесь ВВН с прямой эмульсией.

Учитывая несовместимость обычных КС с ВВН и низкую растворяющую способность обратных эмульсий по отношению к АСПО, альтернативой применения обычным КС в условиях залежей ВВН является использование прямых эмульсий.

Дополнительно были проведены исследования по определению совместимости обычного соляно-кислотного состава, а также эмульсий прямого и обратного типа с образцами высоковязкой нефти четырех месторождений Самарской области. Результаты исследований приведены в таблице 1.

Хорошая совместимость эмульсий с образцом высоковязкой нефти (ВВН) дает основания предполагать их перспективность в отношении применения на залежах ВВН.

Таблица 1.
Совместимость образцов нефти с различными кислотными составами

Кислотный состав	№ образца	Вязкость нефти, мПа*с	Вязкость смеси (при скорости сдвига 100 с^{-1}), мПа*с	Совместимость
Обычный СКС	1	99,0	1211,3	неудовлетворительная, очень плохо фильтруется через сито
	2	126,8	1358,5	неудовлетворительная, очень низкая подвижность, почти не фильтруется через сито
	3	163,7	1532,7	неудовлетворительная, смесь потеряла подвижность
	4	227,6	1896,5	
Обратная эмульсия	1	99,0	83,9	хорошая, отсутствие осадка на сите
	2	126,8	91,6	
	3	163,7	102,6	
	4	227,6	124,5	
Прямая эмульсия	1	99,0	1,3	хорошая, отсутствие осадка на сите

1. Таким образом, для одностадийных обработок наиболее перспективным вариантом является применение эмульсионных составов прямого типа, которые хорошо совместимы с высоковязкой нефтью различных месторождений и обладают способностью к удалению АСПО. Стоит отдельно отметить, что, вводя разные углеводородные компоненты в состав эмульсии, можно адресно подбирать эффективность МКС под тип органического кольматанта.

Также в работах [3-4] приведены результаты исследования таких технологических характеристик кислотных эмульсий, как коррозионная агрессивность и скорость реакции с карбонатной породой. Результаты проведенных экспериментов показывают, что оба типа эмульсий обладают пониженной коррозионной агрессивностью и замедленной реакцией с

карбонатами. Также выявлена возможность получения обратных эмульсий с регулируемым временем разрушения, обеспечивая контроль времени реакции состава с карбонатной породой.

Таким образом, кислотные эмульсии обладают рядом преимуществ по сравнению с обычным СКС. Как прямая, так и обратная эмульсии, обладают индивидуальными особенностями, которые позволяют применять их в различных условиях. На основе данных о совместимости образцов нефти высокой вязкости с кислотными составами показана перспективность прямых эмульсий в отношении обработки ПЗС на залежах ВВН.

Помимо этого, применение кислотных эмульсий позволит увеличить чистую прибыль предприятия от каждой обработки ПЗС на 20-30% по сравнению с обычной СКО.

Список используемых источников информации:

1. Иванников В.И. Кольматация и декольматация призабойной зоны пласта в скважинах // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2011. - №4. - С. 56-60.
2. Кислотные обработки: составы, механизмы реакций, дизайн / В.Н. Глущенко [и др.] - Уфа: Гилем, 2010. - 387 с.
3. М.Ю. Шумахер, В.В. Коновалов, В.М. Хафизов, К.А. Овчинников. Исследование основных технологических характеристик углеводородсодержащих кислотных эмульсий для обработки карбонатного коллектора // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 11 (623). – С. 35-40.
4. М.Ю. Шумахер, В.В. Коновалов, В.М. Хафизов. Исследование основных технологических характеристик соляно-кислотных составов различного типа и их сравнительная оценка // Экспозиция Нефть Газ. – 2020. – № 5 (78). – С. 44-48.
5. Келланд М.А. Промысловая химия в нефтегазовой отрасли: пер. с англ. яз. 2-го изд.; под ред. Л.А. Магадовой. – СПб.: ЦОП «Профессия». – 2015. – 608 с.
6. Шумахер М.Ю., Коновалов В.В., Мельников А.П. Исследование дисперсных и реологических свойств углеводородсодержащих кислотных эмульсий и их эффективности в удалении асфальтосмолопарафиновых отложений // Изв. вузов. Нефть и газ. – 2020. – № 2. – С. 128–139.

**К ВОПРОСУ ОБ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПЛАСТА МЕТОДОМ
БЕЗВОДНОГО РАЗРЫВА НА ОСНОВЕ ЖИДКОЙ УГЛЕКИСЛОТЫ
/ON THE QUESTION OF RESERVOIR STIMULATION BY DRY
FRACTURING METHOD BASES ON LIQUID CARBON DIOXIDE/.**

Зиганшин Р.Ш. ZiganshinRSh@samnipi.rosneft.ru

Роцин П.В. RoschinPV@samnipi.rosneft.ru

ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара

Аннотация

Нетрадиционные запасы играют все более решающую роль на мировом энергетическом рынке. Однако большинство нетрадиционных нефтегазовых коллекторов характеризуются низкой пористостью и низкой проницаемостью, это требует интенсификации притока.

Ключевые слова: разработка месторождений, добыча нефти, ГРП, интенсификация, углекислый газ

Abstract

Unconventional reserves are playing an increasingly decisive role in the global energy market. However, most unconventional oil and gas reservoirs are characterized by low porosity and low permeability, which requires stimulation of the inflow.

Keywords: field development, oil production, hydraulic fracturing, intensification, carbon dioxide

Для процесса гидроразрыва требуется огромное количество воды, что уже стало проблемой в Китае, Канаде, США и других странах [1]. Есть и другие проблемы, связанные с ГРП. Согласно анализу статистики проведенных ГРП за 2019-2020гг на территории Самарской области, неэффективными были до 30% ГРП на карбонатных породах и до 43% на терригенных.

Среди наиболее частых причин неэффективности ГРП можно выделить следующие:

- возникновение СТОП-эффекта;
- прорыв воды по трещине ГРП;
- вынос проппанта;
- смыкание трещины;
- кольматация неразложившимся гелем;
- набухание глин.

Последние две причины возникают из-за использования агента загущенной воды для процессов ГРП.

Засушливые области нефтедобычи в США и Китае подтолкнули эти страны к экспериментам с агентами разрыва. В частности, эксперименты были проведены с сжиженным углекислым газом. Моделирование [2] показало, что, поскольку CO_2 имеет более высокую подвижность, чем вода, при равном давлении закачки достигается более эффективное создание микротрещин в естественной матрице трещин.

Технология была успешно опробована на нефтяных месторождениях северо-восточного Китая и на Западном Техасе, США [3].

Несмотря на это, главным препятствием по реализации данной технологии для зарубежных коллег является стоимость сбора и транспорта углекислого газа на месторождения. Самарская же область является наилучшей площадкой для опробования данной технологии в России.

В работе выполнен анализ проблематики ГРП на нефтяных месторождениях Самарской области, предложена и описана блок-схема оборудования [4-6] для безводного разрыва.

Вывод технологии на опытно-промышленные испытания должен предусматривать:

- подбор месторождений, скважин-кандидатов;
- моделирование эффекта воздействия по разным вариантам закачки;
- лабораторный подбор оптимального загустителя;
- экономическую оценку рисков;
- внедрение технологии сжижения и рециркуляции CO₂ в процессах повышения нефтеотдачи;
- создание специализированной бригады ГРП CO₂.

Список используемых источников информации:

1. Middleton R.S. Carey J.W. Currier R.P. Hyman J.D. Kang Q. Karra S. Jiménez-Martínez J. Porter M.L. Viswanathan H.S. Shale gas and non-aqueous fracturing fluids: opportunities and challenges for supercritical CO₂. Appl. Energy. 2015.
2. Xuehang Song, Yintong Guo, Jin Zhang, Nannan Sun, Guofei Shen, Xin Chang, Weisheng Yu, Zhiyong Tang, Wei Chen, Wei Wei, Lei Wang, Jun Zhou, Xiao Li, Xiaofeng Li, Jinhui Zhou, Zhenqian Xue. Fracturing with Carbon Dioxide: From Microscopic Mechanism to Reservoir Application. Joule, 2019; DOI: 10.1016/j.joule.2019.05.004
3. SPE 39788: “CO₂ Energized and Remedial 100% CO₂ Treatments Improve Productivity in Wolfcamp Intervals, Val Verde Basin, West Texas”, Johnson, Raymond. J.J. Sheng, T. Cook, W. Barnes, F. Mody, M. Watson, M. Porter, H. Viswanathan, Screening of the EOR potential of a Wolfcamp shale oil reservoir, in: Paper ARMA 15-438 Presented at the 49th US Rock Mechanics/ Geomechanics Symposium Held in San Francisco, CA, USA, 28 June – 1 July, 2015.
4. Lillies A T. Sand fracturing with liquid carbon dioxide. SPE 11341, 1982.
5. Wang Xiangzeng, Gao Ruimin, Wu Jinqiao, et al. Liquid CO₂ fracturing technique for shale gas well: China, 201210301134.8. 2013-01-02.
6. Sun Yongpeng. Application of liquid CO₂ in hydrofracturing reformation of low pressure gas beds. Journal of Xi'an Engineering University, 2001, 23(4): 37–40.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ЗАВОЛЖСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ НА ПРИМЕРЕ ТОЛКАЕВСКО-СОРОЧИНСКОГО КУПОЛА СОРОЧИНСКО-НИКОЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ /DEVELOPMENT EFFICIENCY IMPROVEMENT OF ZAVOLZHISKY HORIZON OIL DEPOSIT IN THE CONTEXT OF TOLKAEVSKO-SOROCHINSKYDOME OF SOROCHINSKO-NIKOLSKOYE FIELD IN THE ORENBURG REGION/.

Перминова К.В. PerminovaKV@samnipi.rosneft.ru

Терехин М.А. TerekhinMA@samnipi.rosneft.ru

Ежикова М.М. EzhikovaMM@samnipi.rosneft.ru

Дмитриева Ю. С. DmitrievaYuS@samnipi.rosneft.ru

Морозов А.С. MorozovAS@samnipi.rosneft.ru

Дашян А.В. DashyanAV@samnipi.rosneft.ru

Карпухин А.В. KarpukhinAV@samnipi.rosneft.ru

ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара

Аннотация

Выполнены сбор и систематизация геолого-промысловых и геофизических данных скважин, актуализация сейсмической основы, уточнение петрофизической модели, построение геологической модели, анализ текущего состояния системы разработки, предложен вариант дальнейшей разработки пл. Зл2. Результат - предложено 5 ЗБГС для бурения на впервые выделенный объект Зл2-2, и оценен экономический эффект от ввода их в разработку.

Ключевые слова: локализация запасов, разработка карбонатных коллекторов, геологическая модель, петрофизические исследования, концептуальная модель, бурение, вовлечение запасов в разработку

Abstract

Accumulation and systematization of field-geological information are carried out. Seismogeological basis, petrophysical interpretation are considered. Then reservoir model was constructed and development system analysis was carried out. Result of a work is 5 project wells (horisontal side-tracking) and economic evaluation of offered operations.

Keywords: geological reserves localization, carbonate reservoir rock development, reservoir model, core analysis, conceptual model, drilling

Большинство разрабатываемых месторождений нефти находятся на третьей стадии разработки. Основное направление работ относится к задаче наиболее полного извлечения углеводородного сырья при максимальной экономической рентабельности (главным образом, поиск перспективных зон для бурения новых скважин и боковых стволов).

Основанием для изучения пластов заволжских отложений послужило их низкая эффективность разработки и необходимость уточнения

геологического строения на Сорочинско-Никольском месторождении. Целью данной работы является повышение успешности разработки залежей заволжского надгоризонта. Задачи, поставленные в рамках исследования: уточнение критериев насыщения и характеристик коллектора, подбор оптимальных технологий разработки.

Объектом изучения является пласт Зл2 Сорочинско-Никольского месторождения. Открытие залежи произошло в 2016 году, основной объем бурения - 2017г. В 2017-2018гг. была построена геологическая модель, но результаты последующего бурения не подтвердили принятую модель. В 2018-2019гг. пробурены скважины с горизонтальным окончанием, однако получены неоднозначные результаты с недостижением целевых дебитов, вследствие чего было принято решение пересмотреть геологическую основу. Первый этап - изучение петрофизических свойств на образцах керна. Так как кернаый материал был отобран из двух скважин на месторождении, одна из которых на исследуемом куполе, то для определения граничных значений и зависимости проницаемости от пористости были использованы данные месторождений-аналогов. В результате пересмотра граничных значений (Таблица 1) произошло изменение эффективных толщин в 25 скважинах. При определении насыщения пластов столкнулись с проблемой, когда при значениях сопротивления от 10 до 30 (интервал переходной зоны) встречаются породы с насыщением нефть, нефть-вода, а так же вода-нефть. Уточнение петрофизической модели выполнено за счет изменения выборки образцов и получения новых данных по керну.

Таблица 1.

Сравнительная характеристика граничных значений относительно предыдущего подсчета запасов

Пласт Зл2-1, Зл2-2	Кпр гр, мД	Кп гр, %
По предыдущим работам	0,65	6,0
ТСРМ (2020 г.)	0,4	5,9
Расхождение	-0,15	-0,1

В пределах купола на баланс поставлены пласты Зл1-2 и Зл2. В рамках данной работы пласт Зл2 был разделен на пласты Зл2-1 и Зл2-2, каждый со своим уровнем ВНК. Породы коллектора - известняки мелководной сублитерали и отдели с неравномерной пористостью и нефтенасыщенностью, а так же наличием трещиноватости. Породы флюидоупора - известняки мощностью до 4 метров глубоководной и мелководной сублитерали.

Следующий этап - построение структурного каркаса модели. В отличие от работ ранних лет структурный каркас строился не от кровли турнейского яруса, а от впервые построенного на исследуемой территории отражающего

горизонта, приуроченного к кровле заволжского надгоризонта, что позволило существенно уточнить структурный план по изучаемым пластам.

На этапе 3Д моделирования первый шаг - фациальное моделирование. Впервые кроме коллектора и неколлектора выделены зоны и интервалы возможного коллектора. При петрофизическом моделировании распределение пористости и проницаемости выполнялось с учётом трёх фаций куба. Куб нефтенасыщенности распределялся с помощью тренда от высоты над контактом. Результат 3Д моделирования - уточнённые границы залежей, наборы карт свойств, а так же подсчёт запасов. По сравнению с гос. балансом произошло сокращение запасов нефти почти на 60 %.

В результате выполненной работы изменилось представление о геологическом строении залежи: пересмотрены граничные значения свойств, пласт Зл2 разделен на 2 пласта со своими ВНК, произошло уменьшение запасов. К бурению предлагается 5 добывающих скважин (5 ЗБГС) на целевой пласт Зл2-2. Пласт Зл2-1 - транзитный. Выделен первоочередный участок для бурения, в котором наблюдается наибольшая концентрация запасов. Планируемая эффективность проходки составляет около 50%, а дебит нефти - от 17 т/сут. С экономической точки зрения, проект имеет положительный эффект. За 10 лет накопленная добыча нефти составит 142 тыс. тонн. Согласно графику NPV, по истечении 5 лет показатель принимает положительное значение. Таким образом, отмечается перспективность заволжских отложений месторождения. Выполнение планируемых мероприятий означает возобновление бурения скважин на пласты заволжского надгоризонта Толкаевско-Сорочинского купола, что поспособствует вовлечению локализованных запасов в разработку.

Список используемых источников информации:

1. Рыкус М.В., Рыкус Н.Г. Седиментология карбонатных резервуаров углеводородов. г. Уфа, 2014
2. Нафиков Р.Р., Иванова Н.А. «Переинтерпретация данных 2D и 3D сейсморазведки с целью построения единой сейсмогеологической модели в районе Западно-Ольховского, Ольховского, Пойменного, Покровско-Сорочинского (южная часть) лицензионных участков Оренбургской области»
3. Пересчет запасов нефти, растворенного газа и ТЭО КИН по продуктивным пластам Сорочинско-Никольского месторождения Оренбургской области» по состоянию на 01.01.2015, г. Тюмень, 2015г.
4. Родин Н.В., Дробжева И.Г. и др. «Дополнение к технологическому проекту разработки Сорочинско-Никольского газонефтяного месторождения Оренбургской области», г. Самара, 2020г.

**ЗАВИСИМОСТЬ СКОРОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ УЛЬТРАЗВУКА
В СТЕКЛОПЛАСТИКОВЫХ СТЕРЖНЯХ ОТ % СОДЕРЖАНИЯ
СТЕКЛОВОЛОКНА /DEPENDENCE OF THE ULTRASOUND
VELOCITY IN FIBERGLASS REINFORCEMENT ON THE % CONTENT
OF GLASS FIBER/.**

*Зельцер Г.А. ZeltserGA@samnpi.rosneft.ru
ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара*

Аннотация

Строительные технологии постоянно совершенствуются. На смену традиционным материалам приходят новые, обладающие улучшенными эксплуатационными характеристиками. В результате активного сотрудничества научных учреждений и промышленных предприятий разработана пластиковая арматура, являющаяся перспективным материалом. Область применения не ограничивается использованием для фундамента зданий в строительной отрасли.

Композитная арматура уверенно конкурирует с металлическими прутками, постепенно заменяет их при решении круга определенных задач.

Но так как материал этот новый, не все его физико-механические характеристики известны.

Цель моей работы состояла в следующем: установить влияние количества стекловолокна на прочностные характеристики стержня.

Стекловолокно является каркасом для стеклопластиковой арматуры. Если установить связь между скоростью ультразвука и количеством стекловолокна в стержнях, то возможно будет контролировать качество композитной арматуры по содержанию стекловолокна.

Ключевые слова: Композитная арматура, стеклопластиковая арматура, стекловолокно.

Abstract

Construction technologies are constantly being improved. Traditional materials are replaced by new ones with improved performance characteristics. As a result of active cooperation between scientific institutions and industrial enterprises, plastic rebar has been developed, which is a promising material. The scope of application is not limited to use for the foundation of buildings in the construction industry. Composite rebar confidently competes with metal rebar bars, gradually replaces them when solving a range of certain tasks. But since this material is new, not all of its physical and mechanical characteristics are known. The purpose of my work was as follows: to determine the effect of the amount of fiberglass on the strength characteristics of the rod. Fiberglass is the frame for fiberglass reinforcement. If you establish a relationship between the speed of ultrasound and the amount of glass fiber in the rods, it will be possible to control the quality of composite reinforcement by the content of glass fiber

Keywords: Composite reinforcement, fiberglass rebar, fiberglass.

Проведение эксперимента № 1.

Для установления зависимости между скоростью ультразвука и содержанием стекловолокна, необходимо изготовление образцов с различным известным содержанием стекловолокна.

Для того, чтобы контролировать массу стекловолокна, пряди были подготовлены заданной длины – 150 мм и предварительно взвешены на весах ВЛР-200г.



Рис. 1 – Подготовка форм для образцов (опалубки).

Эпоксидная смола используется двухкомпонентная. Предварительно взвешенные волокна укладываются в форму для заливки, затем идет приготовление связующего. Эпоксидная смола, смешанная по рекомендациям производителя с отвердителем в пропорциях 1:10 разогревается до температуры от 30°C до 50°C. На практике эпоксидная смола разогревалась до до 30°C, смола не твердела в указанные производителем сроки, и набирала прочность в максимальные допустимые сроки.

Измерение скорости ультразвука в образцах с разным содержанием стекловолокна.

До начала измерений производится взвешивание готовых образцов на электронных весах.

Измерение скорости ультразвука в стеклопластиковых стержнях проводилось при помощи дефектоскопа Пульсар-2.2 с частотой ультразвуковой волны, равной 60 кГц. Измерение проводится методом сквозного прозвучивания.



Рис. 2 – Измерение скорости ультразвука в образцах.

Результаты измерений скорости ультразвука в образцах с разным содержанием стекловолокна.

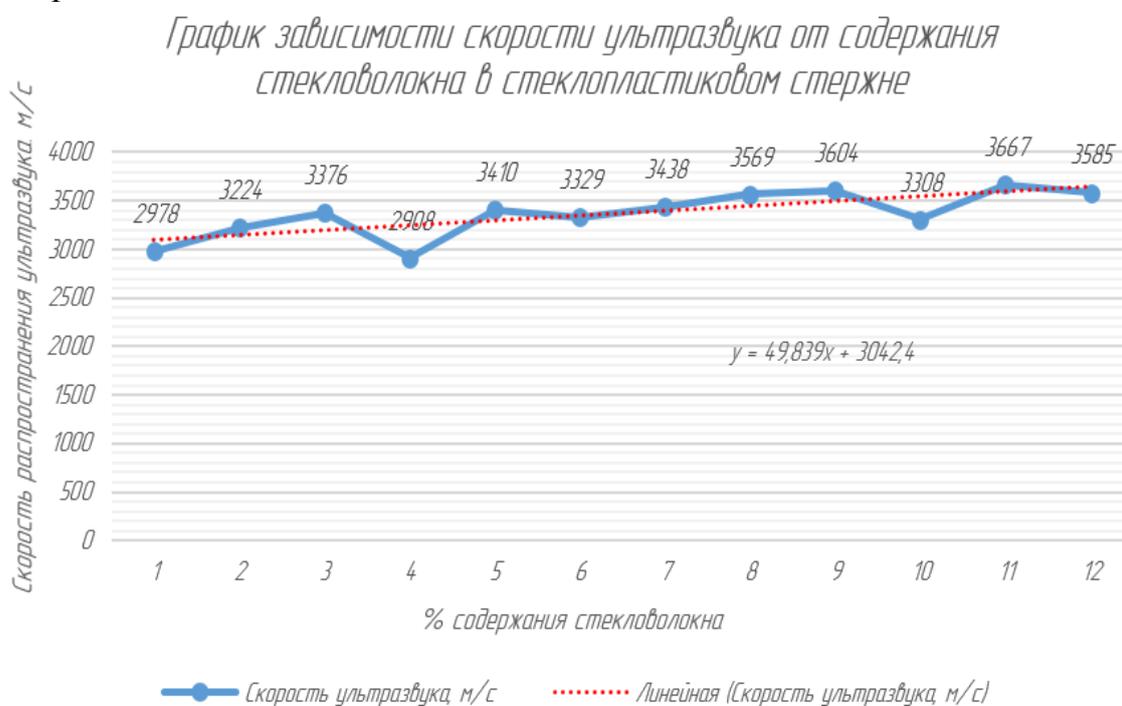


Рис. 3 - График зависимости скорости ультразвука от содержания стекловолокна

Выводы:

1. Измерена скорость ультразвука в стеклопластиковых стержнях с разным содержанием стекловолокна.
2. Построен график зависимости между скоростью распространению ультразвука в стеклопластиковых стержнях, от процентного содержания в образцах стекловолокна по массе. Закономерность не выявлена.

Проведение эксперимента № 2.

Так как, с помощью ультразвука не удалось выявить зависимость скорости распространения ультразвука в стержнях от процентного количества

стекловолокна, было решено провести еще один эксперимент непосредственно на самих стекловолокнах.

Для приготовления данного рода образцов необходимо решить задачу о формировании тела образца. Для того, чтобы была возможность для сквозного прозвучивания, было решено сделать на торцах волокон полимерные тела из эпоксидной смолы, после чего были отобраны стекловолокна одинаковой длины. После подготовки смола заливается в подготовленную форму с уже разложенными стекловолокнами. После заливки формы, необходимо центрировать положение волокон по центру формы с обоих концов для корректных данных при сквозном прозвучивании. После полного схватывания эпоксидного связующего можно приступить к проведению основной части эксперимента.

Измерение скорости ультразвука в стекловолокнах проводилось при помощи дефектоскопа Пульсар-2.2 с частотой ультразвуковой волны, равной 60 кГц. Измерение проводится методом сквозного прозвучивания.



Рис. 4 – Измерение скорости ультразвука в образцах

При проведении замеров скорости распространения ультразвука, через различное количество волокон, была сделана попытка установить

зависимость прохождения скорости от поврежденности волокон, для этого при сквозном прозвучивании разрезались части волокон.

При проведении испытаний было выявлено, что скорость распространения ультразвука в различных образцах с различным содержанием волокон одинаковая, поэтому решено было выявить, как будет влиять повреждение волокон на скорость ультразвука. Повреждение волокон показано на рисунке 5.



Рис 5 – Повреждение волокон.

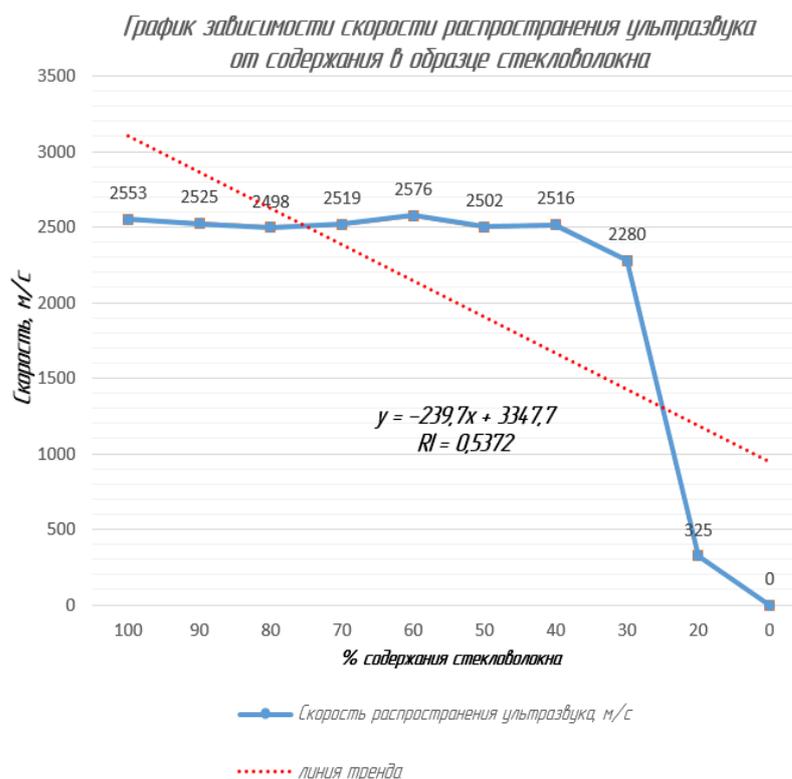


Рис. 6 - График зависимости скорости ультразвука от содержания стекловолокна

Выводы:

1. Измерена скорость ультразвука в стекловолокнах с разным содержанием стекловолокна.
2. В ходе проведения эксперимента №1 было выявлено:
 - а) что количество поперечное сечение волокна не влияет на скорость прохождения ультразвука, т.к. в ходе испытания уменьшалось общее сечение образца №5, при этом мы могли наблюдать сохранение скорости ультразвука до критической точки (примерно 0-20% от общего сечения).
 - б) из пункта «а» следует, что с помощью ультразвука невозможно установить точное количество стекловолокон в образце.

Список используемых источников информации:

1. ГОСТ 31938-2012. Арматура композитная полимерная для армирования бетонных конструкций.
2. СП 295.1325800.2017. Конструкции бетонные, армированные полимерной композитной арматурой. правила проектирования.
3. Гиздатуллин А.Р., Хозин В.Г. Особенности испытаний и характер разрушения полимеркомпозитной арматуры. Инженерно-строительный журнал, №3, 2014.- с. 40-47.
4. Обзор современных акустических методов неразрушающего контроля полимерных композиционных материалов, применяемых в России и за рубежом при изготовлении и эксплуатации изделий авиационной техники. Научный электронный журнал «Новости материаловедения. Наука и техника» №1, 2014
5. Булманис В.Н. Эксплуатационная устойчивость полимерных волокнистых композитов и изделий в условиях холодного климата : Автореф. дис. на соиск. учен. степ. д. т. н / Моск. авиац. технол. ин-т им. К.Э. Циолковского. - Якутск, 1989. - 32 с. : ил. - Список работ авт.: с. 29-32
6. Мурашов В.В.. Румянцев А.Ф. Диагностика полимерных композиционных материалов акустическими методами.// Авиационные материалы. Избранные труды. – Москва,ВИАМ, 2007. с. 342-347.
7. Мурашов В.В.. Румянцев А.Ф. Контроль многослойных клееных конструкций из полимерных композиционных материалов.// Авиационные материалы. Избранные труды. – Москва,ВИАМ, 2007. с. 342-347.
8. Генералов А. С., Мурашов В. В., Далин М. А., Бойчук А. С. Диагностика полимерных композитов ультразвуковым реверберационно-сквозным методом // Авиационные материалы и технологии. М.: ВИАМ. 2012. № 1. С. 42-47.
9. Ермолов И. Н., Ермолов М. И. Ультразвуковой контроль. Учебник для специалистов первого и второго уровня квалификации. Издание пятое, стереотипное. М.: 2006 – 208 с.
10. Поляков В. В., Головин А. В. Упругие характеристики пористых материалов // ПМТФ.1993. Т. 34, № 5. С. 32–35.

11. G. Wróbel, S. Pawlak. Ultrasonic evaluation of the fibre content in glass/epoxy composites. *Journal of Achievements in Materials and Manufacturing Engineering*. Volume 18. September–October 2006. P. 187-190.
12. Mahoor Mehdikhani, Larissa Gorbatikh, Ignaas Verpoest. Voids in fiber-reinforced polymer composites: A review on their formation, characteristics, and effects on mechanical performance. *Journal of composite materials* 4, 2018. P. 19-21.
13. Потапов А.И. Оценка связи прочности и скорости ультразвука в стеклопластике // *Записки Горного института*. 2018. Т. 230. С. 176-184.

**СЕКЦИЯ: ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ
НЕФТИ**

**КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ВЫЯВЛЕНИЮ ПРИЧИН
ПОЯВЛЕНИЯ ОПАСНЫХ ХЛОРОРГАНИЧЕСКИХ
СОЕДИНЕНИЙ В НЕФТИ НА ЭТАПАХ ДОБЫЧИ,
ПОДГОТОВКИ И СДАЧИ /INTEGRATED APPROACH TO
IDENTIFYING CAUSES OF DANGEROUS ORGANIC CHLORIDES
IN OIL AT THE STAGES OF PRODUCTION, PREPARATION AND
DELIVERY/.**

Щербакова Е.И. ScherbakovaEI@samnipi.rosneft.ru

Низовитин А.Н. NizovitinAN@samnipi.rosneft.ru

Корольков К.А. KorolkovKA@samnipi.rosneft.ru

Чернов Е.Н. ChernovEN@samnipi.rosneft.ru

Коновалов В.В. KonovalovVV@samnipi.rosneft.ru

ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара

Аннотация

Одним из важнейших контролируемых показателей качества нефти является содержание в ней хлорорганических соединений (ХОС). Наличие ХОС в нефти представляет серьёзную опасность для процессов нефтепереработки. В рамках мониторинга хлорорганических соединений проведены лабораторные исследования нефти и химических реагентов (входной контроль). Сформулированы основные причины повышенного содержания ХОС в нефти. Разработана расширенная схема мониторинга ХОС, предложены рекомендации по предупреждению повышенного содержания ХОС.

Ключевые слова: Хлорорганические соединения, мониторинг ХОС, химические реагенты.

Abstract

The organic chloride (OCh) content in crude oil being among the most crucial quality characteristics of the crude is strictly controlled. The presence of organic chlorides in crude oil greatly endangers the oil refineries. Within organic chlorides monitoring, laboratory studies of oil and specialty oilfield chemicals (incoming control) are carried out. Basic reasons of increased content of organic chlorides in oil are formulated. Complemented scheme of organic chlorides monitoring is developed. Recommendations for prevention of increased content of organic chlorides are formulated.

Keywords: Organic chlorides, OCh monitoring, specialty oilfield chemicals.

На современном этапе развития нефтяной отрасли проблема присутствия хлорорганических соединений в нефти остается весьма актуальной. В чистом виде эти соединения достаточно инертны, однако, при перегонке нефтей до 380°C в присутствии остаточной воды и гидроочистке от серосодержащих соединений они частично разлагаются с выделением хлороводорода и частично крекингуются до ХОС с меньшей молекулярной массой [1]. Создаются условия для хлористоводородной коррозии установок переработки нефти, происходит отравление катализаторов нефтепереработки, образуются солевые отложения [2]. Содержание ХОС в товарной нефти ограничивается существующими требованиями Технического регламента ЕАЭС «О безопасности нефти, подготовленной к транспортировке и (или) использованию» (ТР ЕАЭС 045/2017) на уровне не более 6 ppm во фракции нефти [3].

В настоящее время в ООО «СамараНИПИнефть» проводятся лабораторные исследования нефти и химических реагентов (входной контроль) на содержание хлорорганических соединений (по ГОСТ Р 52247-2004 «Нефть. Методы определения хлорорганических соединений» [4] и в соответствии с Положением Компании ПАО «НК «Роснефть» «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании» № П1-01.05 Р-0339 версия 2.00). Входной контроль химических реагентов (ХР) проводится способом дозирования их в нефть в рабочей дозировке. По результатам проведенных испытаний во всех ХР не обнаружено ХОС. Анализ продукции скважин показал, что в среднем в пробах нефти содержание ХОС находится на уровне 1,1 ppm. В четырех пробах были обнаружены показатели, превышающие нормативное значение.

Предполагается, что на общее содержание ХОС в нефти, сдаваемой в ПАО «Транснефть», влияют фоновые концентрации ХОС, геолого-технические мероприятия (ГТМ), а также реагенты системы сбора:

1. Рассчитанные фоновые значения ХОС в узловых точках системы нефтесбора находятся на уровне не более 2 ppm. Были проведены дополнительные масс-спектрометрические исследования, которые показали, что фоновые значения связаны с присутствием в нефти преимущественно высокомолекулярных парафиновых углеводородов, содержащих в составе один атом хлора. В целом, фоновые концентрации ХОС не оказывают существенного влияния.

2. Наиболее часто применяемой технологией при ГТМ является обработка призабойной зоны пласта растворами на основе соляной кислоты. При изучении ГТМ (КОПС+реперфорация, ГКО+растворитель, ГКО), выявлены общие закономерности увеличения ХОС на 3-6 сутки после начала работы и снижение до фоновых концентраций на 10 сутки не более 2 ppm. Установлено влияние ГТМ на содержание ХОС, однако текущих данных недостаточно.

3. При применении ХР в рабочей дозировке (например – водорастворимый ингибитор коррозии, дозируется на водную фазу), добавление реагента к добываемой жидкости с обводненностью 70-80%, приводит к концентрированию нефтерастворимых ХОС в нефтяной фазе. Были проведены перерасчеты рабочих дозировок и исследования ХР с завышенными дозировками. Для большинства ХР увеличение дозировки не приводит к увеличению содержания ХОС. Однако в случае нейтрализатора сероводорода при увеличении дозировки в 100 раз содержание ХОС вырастает кратно и достигает 5,3 ppm. Результаты масс-спектрометрического анализа показали, что данный реагент содержит хлорбутан и 1-хлор-2-метилпропан, при этом по паспорту ХР содержит только метанол и формальдегид. Таким образом, текущих исследований недостаточно для оценки качества ХР.

Лабораторные исследования показывают, что существующей системы мониторинга недостаточно для оценки содержания и предотвращения повышения ХОС. Авторами предлагается комплексный подход к мониторингу ХОС. Предложена дополненная схема (рис. 1), расширенная в части входного контроля ХР и анализа продукции скважин:

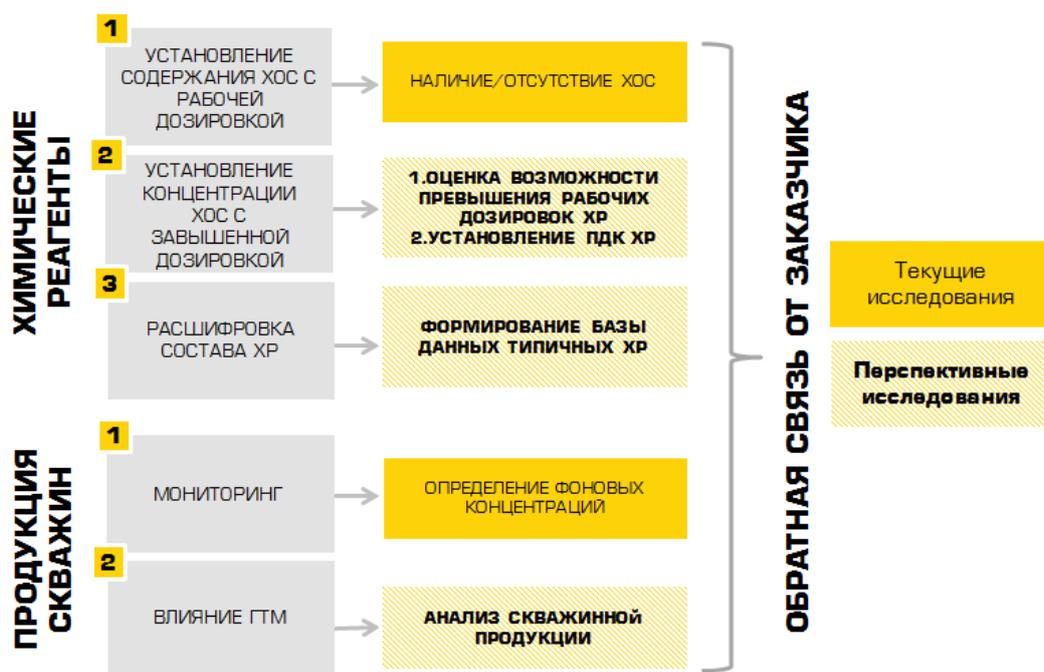


Рис. 1. Расширенная схема мониторинга ХОС

Общепринятый подход к борьбе с повышенными концентрациями ХОС в нефтях характеризуется отсутствием систематического подхода и узким охватом системы добычи, сбора и транспорта нефти и заточен в основном на борьбу с последствиями, а не на прогнозирование и предотвращение негативных явлений. В рамках расширенной схемы мониторинга предлагается внедрение риск-ориентированного подхода. Это предполагает действия по выявлению, анализу и оценке рисков, а также разработку

мероприятий и рекомендаций по исключению и предотвращению таких рисков. На рисунке 2 представлена общая схема в виде пирамиды рисков:



Рис. 2. Риск-ориентированный подход в рамках расширенной схемы мониторинга

Предлагаемый комплексный подход к проблеме позволит устанавливать причины появления ХОС в скважинной продукции, учитывать все возможные риски их повышенного содержания, оперативно регистрировать и предотвращать попадание некондиционной нефти в товарную.

Список используемых источников информации:

1. Новиков Е.А. Определение хлора в нефти. Обзор аналитических методов. // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. 2019. № 7. С. 39-50.
2. Образование легколетучих хлорорганических соединений при первичной перегонке нефти в результате разложения химических реагентов, содержащих соли четвертичных аммониевых соединений // Ргонефть. Профессионально о нефти. 2019. № 4(14). С. 63-69.
3. Технический регламента ЕАЭС «О безопасности нефти, подготовленной к транспортировке и (или) использованию» (ТР ЕАЭС 045/2017).
4. ГОСТ Р 52247-2004 «Нефть. Методы определения хлорорганических соединений».

РАЗРУШЕНИЕ ВЫСОКОУСТОЙЧИВЫХ ВОДНО-НЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ (ВНЭ) КАК ИНСТРУМЕНТ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ /DESTRUCTION OF HIGHLY RESISTANT WATER-OIL EMULSION AS A METHOD TO IMPROVE THE EFFICIENCY OF OIL TREATMENT/.

Антипова С.А. AntipovaSA@samnipi.rosneft.ru

ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара

Аннотация

Изучение природы высокоустойчивых водно-нефтяных эмульсий и разработка методов предотвращения их образования или разрушения является актуальной задачей для добывающих предприятий, т.к. это позволит увеличить объем подготовленной товарной нефти, при этом сократив финансовые потери, связанные с утилизацией некондиционной нефти, ее переподготовкой и дополнительными затратами на очистку оборудования от накопленного промежуточного слоя. В работе рассмотрен опыт воздействия магнитного поля на высокоустойчивые водно-нефтяные эмульсии.

Ключевые слова: водно-нефтяные эмульсии, промежуточный слой, электромагнитное поле, подготовка нефти.

Abstract

The exploring of the nature of highly resistant water-oil emulsion and the development of methods to prevent their formation or destruction is relevant objective for oil production enterprise since this will increase the volume of prepared commercial oil, while allows reducing the financial losses associated with the disposal of substandard oil, oil retreatment and additional expenses for cleaning equipment from the accumulated intermediate layer. The paper describes the experience of the effect of electromagnetic fields on highly resistant water-oil emulsion.

Keywords: water-oil emulsion, intermediate layer, electromagnetic fields, oil treatment.

В процессе добычи нефти и совместного движения ее с пластовой водой образуются устойчивые нефтяные эмульсии с различным содержанием в ней воды. Они возникают из-за фильтрации и проникновения пластовой воды в призабойную зону добывающих скважин, смешения нефти и воды при движении по стволу скважины, интенсивного гидродинамического воздействия рабочих органов электропогружных и штанговых насосов, турбулизации потока в скважинной арматуре, разгазирования нефти при подъеме на поверхность. При отстаивании водонефтяных эмульсий в резервуарах первичной установки подготовки нефти (УПН) образуются так называемые «промежуточные слои» между отделившимися слоями свободной нефти и воды.

Промежуточный слой - это высокостойкие множественные нефтяные эмульсии с высоким содержанием воды и механических примесей, а также

высокомолекулярных асфальтенов и парафинов. На границе раздела фаз «вода-нефть» происходит накопление промежуточного эмульсионного слоя (ловушечная нефть) с высокой агрегативной устойчивостью. Высокая стабильность промежуточных эмульсионных слоев обусловлена повышенным содержанием асфальтенов, смол и механических примесей на границе раздела фаз, и которые образуют защитную пленку (бронирующий слой).

Присутствие и накопление промслоя в аппаратах установки подготовки нефти (УПН), резервуарах, приводит к срыву подготовки нефти до необходимой группы качества. Надежных способов разрушения промежуточных эмульсионных слоев не существует, и в промышленной практике для утилизации их накапливают в специальных емкостях или в резервуарах водоподготовки с последующей дозировкой в голову процесса или в товарную нефть, что осложняет технологический процесс подготовки нефти и ухудшает качество товарной продукции. С целью предотвращения чрезмерного накопления промежуточного слоя в отстойной аппаратуре их периодически сбрасывают в пруды – шламонакопители. Возьмем, к примеру, среднестатистический пруд. Объем нефтешлама в нем составляет 8874 м^3 , а количество нефти – 1457 т. Более того он занимает территорию площадью 3782 м^2 . Наличие таких амбаров-шламонакопителей вызывает не только экономические, но и экологические проблемы.

Основными способами разрушения водно-нефтяных эмульсий на промыслах в настоящее время являются либо подача деэмульгатора, либо срез промслоя и подача его вновь на подготовку в отстойники нефти. Первый метод требует высоких экономических затрат за счет стоимости деэмульгатора, второй – недостаточно эффективен.

Предлагаемое мной решение – воздействие сверхвысокочастотного электромагнитного поля (СВЧ ЭМ) на высокоустойчивые водно-нефтяные эмульсии, в частности применение магнетронов.

Магнетрон — это мощный электронный прибор, генерирующий микроволны при взаимодействии потока электронов с электрической составляющей поля СВЧ в пространстве, где постоянное магнитное поле перпендикулярно постоянному электрическому полю.

Причиной разделения нефтяной эмульсии в постоянном магнитном поле, является различная магнитная восприимчивость воды и компонентов нефти, вследствие чего возникает разность потенциалов, появляется движущая сила и наблюдается расслоение.

Устройство для СВЧ-деэмульсации нефти работает следующим образом.

При накоплении промежуточного слоя в резервуаре на УПН его откачивают с помощью насосного агрегата и направляют в трубу модуля СВЧ-обработки до полного ее заполнения. После этого включаются генераторы СВЧ-энергии и за счет работающего насоса нефть поступает в блок коалесценторов через открытую в момент подачи СВЧ-энергии выходную задвижку (рис. 1).

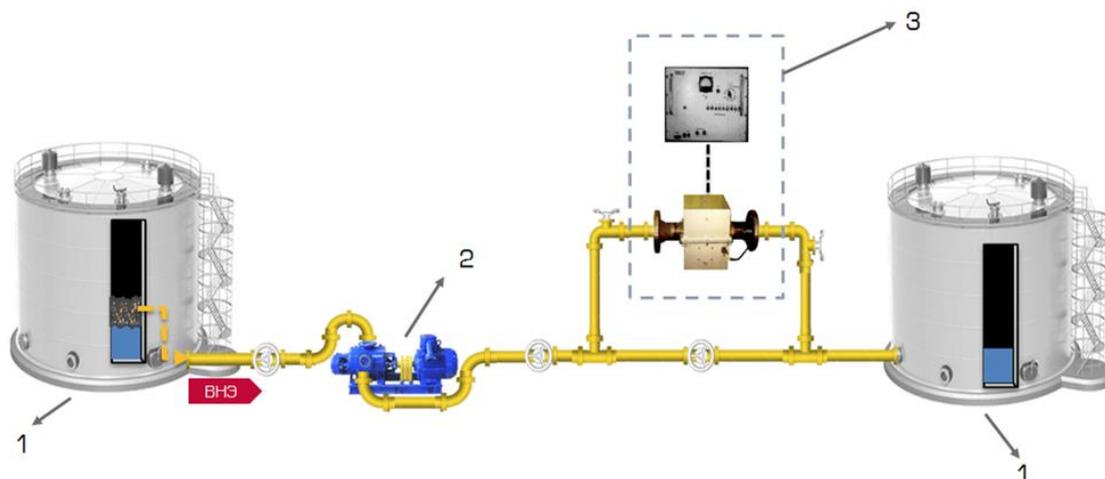


Рис.1 Принципиальная технологическая схема для СВЧ-деэмульсации высокоустойчивых водно-нефтяных эмульсий.

1 – Резервуары, 2 – двухвинтовой насос, 3 – СВЧ-генератор, состоящий из блока управления и индуктора установки.

Молекулы воды обладают дипольным моментом, а нефть нет, поэтому глобулы воды нагреваются сильнее и этот выборочный нагрев создает температурный градиент, разрушающий устойчивость сил поверхностного натяжения, поддерживающих раздельное сосуществование нефтяной и водной фаз. Второй фактор воздействия микроволн связан с поверхностно-активными веществами, молекулы которых имеют поляризованный и неполяризованный концы, связывающие нефть и воду. Со стороны электромагнитного поля воздействие испытывает только дипольная часть молекулы, что разрушает ее связь с недипольной частью и ослабляет способность ПАВ сохранять водонефтяную структуру эмульсии. Эти два фактора разрушают стойкие эмульсии и отсутствуют в других установках. Все элементы легко заменяются и ремонтируются. В качестве генератора СВЧ-энергии применяется индуктор магнитной установки, изготовленный по примеру существующей установки УМП-108-014 ОАО, разработанной по заданию «Белкамнефть». Индуктор состоит из магнитопровода, изготовленного из трансформаторного железа, между полюсами которого помещена труба из нержавеющей стали. Внутри трубы размещена вставка из трансформаторного железа- магнитный сердечник. Для возбуждения магнитного поля на полюса надеты катушки из провода диаметром 1,2 мм по 400 витков. Индуктор соединяется с блоком управления двухжильным кабелем. Либо возможно использование недорогих, серийно выпускаемых магнетронов с большим сроком службы. В модуле СВЧ-обработки отсутствуют нагревающиеся поверхности, ухудшающие характеристики нефти. Нет газовых горелок, что делает установку экологически чистой. Так как промежуточный слой обладает высокой вязкостью, то для его перекачки выбран двухвинтовой нефтяной насос, производительностью 5,0 м³/ч. Производительность насоса выбрана, исходя из времени перекачки

эмульсии, оно не должно превышать 24 ч. Мощность СВЧ-установки в таком случае будет составлять 25 кВт.

Установка проста и легка в обслуживании, предусматривает возможность наращивания мощности, а тем самым увеличения производительности и глубины разделения фаз за счет увеличения до необходимого количества источников СВЧ-энергии.

Стоит отметить, что применение электромагнитного поля для разделения водно-нефтяных эмульсий имеет опыт промышленного назначения.

Чтобы показать экономическую целесообразность был произведен расчет количества нефти, получаемой при разделении высокоустойчивой водно-нефтяной эмульсии.

На УПН применяются преимущественно резервуары типа РВС – 5000. С учетом технических характеристик резервуара, его размеров и средней высоты промежуточного слоя (1 м) в данных резервуарах вычислен объем промежуточного слоя в резервуаре, который составляет 381 м³. Принимая среднее значение обводненности промысла – 70%, вычислим объем нефти – 114 м³. Тогда примем, что ежедневно, пройдя СВЧ-обработку, мы возвращаем в процесс подготовки 14 т нефти.

Стоимость оборудования для СВЧ-обработки взята из свободных ресурсов и составляет 1800\$. Расчетный период принят 2021-2040 гг.

Расчет основных экономических параметров мероприятия производился в актуальной экономической модели Компании (версия 2.25): CAPEX – 144 тыс. руб., OPEX – 23 млн. руб., NPV – 441 млн. руб., DPI – 4024,7.

Согласно проведенному исследованию, воздействие сверхвысокочастотного электромагнитного поля (СВЧ ЭМ) на высокоустойчивые водно-нефтяные эмульсии, позволит максимально эффективно обрабатывать эмульсии и получать значительное количество товарной продукции.

К преимуществам предлагаемого решения можно отнести:

- Снижение вероятности срыва процесса подготовки нефти, повышая ее эффективность;
- Снижение потерь нефти;
- Улучшение экологической и снижение пожароопасной обстановки при подготовке промежуточного слоя;
- Устройство многоразового использования;
- Возможность встраивания в любой технологический процесс;
- Предлагаемое решение экономически целесообразно.

Список используемых источников информации:

1. Фатыхова А.А., Ямалиев В.У. Проблемы промежуточных слоев в нефтесборных резервуарах.// Сетевое издание «Нефтегазовое дело»./ г. Уфа – 2019 г.- №4. - с. 228-241.

2. Чайков Л.Л., Кривохижа С.В., Лаптева Е.С. Устройство для разделения эмульсии полем СВЧ. Описание полезной модели к патенту RU106130 U1 от 17.03.2010. Патентообладатель: ООО «Гранат».
3. Ильин С.Н., Бекишов Н.П. Модульная СВЧ-установка для обезвоживания и обессоливания нефти. Описание изобретения к патенту RU2338775 C1 от 15.05.2008. Патентообладатель: ООО «БИГ-96».
4. Ермеев А.М., Елпидинский А.А. О применении магнитного поля в процессах разрушения водонефтяных эмульсий. Вестник Казанского технологического университета, 2013г.

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПАРОЦИКЛИЧЕСКОЙ
ОБРАБОТКИ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ
ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ.
/ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF STEAM-CYCLE
STIMULATION (CSS) OF WELLS IN THE HIGH-VISCOSITY OIL
FIELDS OF THE SAMARA REGION/.**

*Бобров Н. А. na.bobrov.1997@gmail.com
ФГБОУ ВО «СамГТУ», г. Самара*

Аннотация

Цель исследования – выявление факторов, влияющих на эффективность пароциклической обработки скважин (ПЦО). В статье рассматривается влияние геолого-физических характеристик пласта и параметров эксплуатации скважины на показатели эффективности ПЦО. Новизна работы состоит в том, что в Самарской области данный метод увеличения нефтеотдачи (МУН) используется впервые. В результате исследования были выявлены факторы, влияющие на эффективность пароциклической обработки скважины.

Ключевые слова: Пароциклическая обработка, термический метод увеличения нефтеотдачи, высовязкая нефть.

Abstract

The purpose of the study is to identify factors affecting the efficiency of cyclic steam stimulation (CSS). The article considers the influence of the geological and physical characteristics of the reservoir and the parameters of the well operation on the efficiency indicators of the CSS. The novelty of the work lies in the fact that this method of enhanced oil recovery (EOR) is used for the first time in the Samara region. As a result of the study, the factors influencing the efficiency of steam cycling stimulation of the well have been identified.

Keywords: Cyclic Steam Stimulation, thermal method of increasing oil recovery, high-viscosity oil.

Важнейшей составляющей сырьевой базы нефтяной отрасли не только России, но и ряда других нефтедобывающих стран мира являются запасы

тяжелых и битуминозных нефтей. По оценкам специалистов, их мировой суммарный объем оценивается в 810 млрд тонн, что почти в пять раз превышает объем остаточных извлекаемых запасов нефтей малой и средней вязкости, составляющий лишь 162,3 млрд тонн.

Высокий ресурсный потенциал данного вида углеводородного сырья обуславливает тот факт, что его разработке нефтяные компании уделяют все большее внимание. К настоящему времени среднегодовой суммарный объем производства таких нефтей в мире приближается к 500 млн тонн, а накопленная добыча превышает 14 млрд тонн.

Крупные скопления высоковязких и битуминозных нефтей сосредоточены на территории целого ряда стран мира, в т.ч. и России [1]. В частности, в Самарской области доля тяжелых нефтей составляет около 25% от общего объема извлекаемых запасов углеводородного сырья (120 млн тонн). Крупнейшие нефтедобывающие предприятия в регионе, а именно: АО Самаранефтегаз (дочернее предприятие ПАО «НК «Роснефть») и ООО «РИТЭК-Самара-Нафта» (дочернее предприятие ПАО «Лукойл»), направляют вектор инновационного развития на вовлечение в промышленную добычу тяжелых нефтей, важность данного направления сложно переоценить.

При разработке нефтяных месторождений, содержащих ВВН, термические методы повышения нефтеотдачи пластов не имеют в настоящее время альтернативы. Применение этих методов позволяет решить наиболее сложную проблему разработки таких залежей - вовлечь в активный процесс нефтеизвлечения основную массу низкопроницаемых коллекторов за счет прогрева, термического расширения пластовых флюидов и капиллярной пропитки [2].

Средний коэффициент нефтеотдачи месторождений высоковязких нефтей обычно не превышает 10-15% при разработке их на естественном режиме, в то время как при термическом воздействии объем извлекаемой нефти может быть увеличен в 2-3 раза [3].

Среди всех вариантов термического воздействия самыми популярными являются паротепловые методы (пароциклическая обработка скважин и паротепловое воздействие на пласт). Их распространенность обуславливается сравнительно несложным технологическим процессом и коротким сроком окупаемости.

Пароциклические обработки скважин (ПЦО) занимают особое место среди термических методов воздействия вследствие универсальности, заключающейся в том, что ПЦО могут применяться как в сочетании с другими методами термического воздействия, и как самостоятельный способ разработки участка или всей залежи (месторождения) в целом, на различных стадиях разработки месторождения. Большинство проектов по паротепловому воздействию начинается с ПЦО, которые характеризуется

более быстрым сроком окупаемости и более низким паронефтяным отношением по сравнению с паротепловым воздействием на весь пласт [2].

Однако, технология пароциклической обработки скважины (ПЦО) также сопряжена с риском: существенные капитальные затраты не позволяют применять ПЦО повсеместно. Добавляя к этому сравнительно большие расходы на эксплуатацию, мы получаем два фактора, которые сдерживают дальнейшее развитие и распространенность данной технологии.

Пароциклическая обработка скважин заключается в том, чтобы прогреть пласт и нефть в призабойных зонах добывающих скважин, снизить вязкость нефти, повысить давление, облегчить условия фильтрации и увеличить приток нефти к скважинам. Механизм процессов, происходящих в пласте, довольно сложный и сопровождается теми же явлениями, что и вытеснение нефти паром, но дополнительно происходит противоточная капиллярная фильтрация, перераспределение в микронеоднородной среде нефти и воды (конденсата) во время выдержки без отбора жидкости из скважин. При нагнетании пара в пласт он, естественно, внедряется в наиболее проницаемые слои и крупные поры пласта. Во время выдержки в прогретой зоне пласта происходит активное перераспределение насыщенности за счет капиллярных сил: горячий конденсат вытесняет, замещает маловязкую нефть из мелких пор и слабопроницаемых линз (слоев) в крупные поры и высокопроницаемые слои, то есть меняется с ней местами. Именно такое перераспределение насыщенности пласта нефтью и конденсатом и является физической основой процесса извлечения нефти при помощи пароциклического воздействия на пласты. Без капиллярного обмена нефтью и конденсатом эффект от пароциклического воздействия был бы минимальным и исчерпывался бы за первый цикл [5].

Пароциклическая обработка скважины осуществляется путем последовательной реализации трех этапов: закачка пара, пропитка призабойной зоны скважины, и завершающим этапом является добыча скважинной продукции.

Первый этап включает в себя нагнетание перегретого пара в призабойную зону добывающей скважины непосредственно через устье. Главными характеристиками нагнетания являются: промежуток времени закачки и расход паронагнетательной установки. Совокупность этих факторов определяет размеры прогреваемой зоны.

Второй этап включает в себя перераспределение тепловой энергии в призабойной зоне. На этапе пропитки происходят процессы замещения тяжелой нефти конденсатом за счет капиллярных сил. Нефть, получая тепловую энергию от теплоносителя (пара), нагревается и снижает свою вязкость.

Третий этап заключается в отборе флюида. Благодаря закаченному объему пара и тепловой энергии, дебит нефти значительно увеличится. Первое время флюид обладает высокой степенью обводненности, в последствии,

содержание воды снижается. Цикл можно считать завершенным, когда дебит нефти снизится до значений дебита до пароциклической обработки. В данный момент рекомендуется приступать ко второму циклу, начиная с первого этапа – закачки пара.

Целью данной статьи – является анализ промышленных результатов пароциклической обработки скважины для предложений модернизации и улучшений данной технологии. Данные были взяты с месторождений Самарской области, где на одиннадцати скважинах была применена технология пароциклического воздействия.

Анализируя данные результатов ПЦО, можно сделать выводы о факторах, влияющих на эффективность данного мероприятия.

По литологическому составу выделяют два типа коллекторов: терригенный и карбонатный. Накопленная дополнительная добыча со скважин, продуктивным горизонтом которых являлся терригенный коллектор равна 19 200 тонн. Со скважин, эксплуатирующих карбонатный коллектор дополнительно добыто всего лишь 98 тонн.

На линейчатых диаграммах можно увидеть сопоставление значений толщину вскрытого коллектора и дебита до ПЦО со значениями дополнительной накопленной добычи Рис 1.

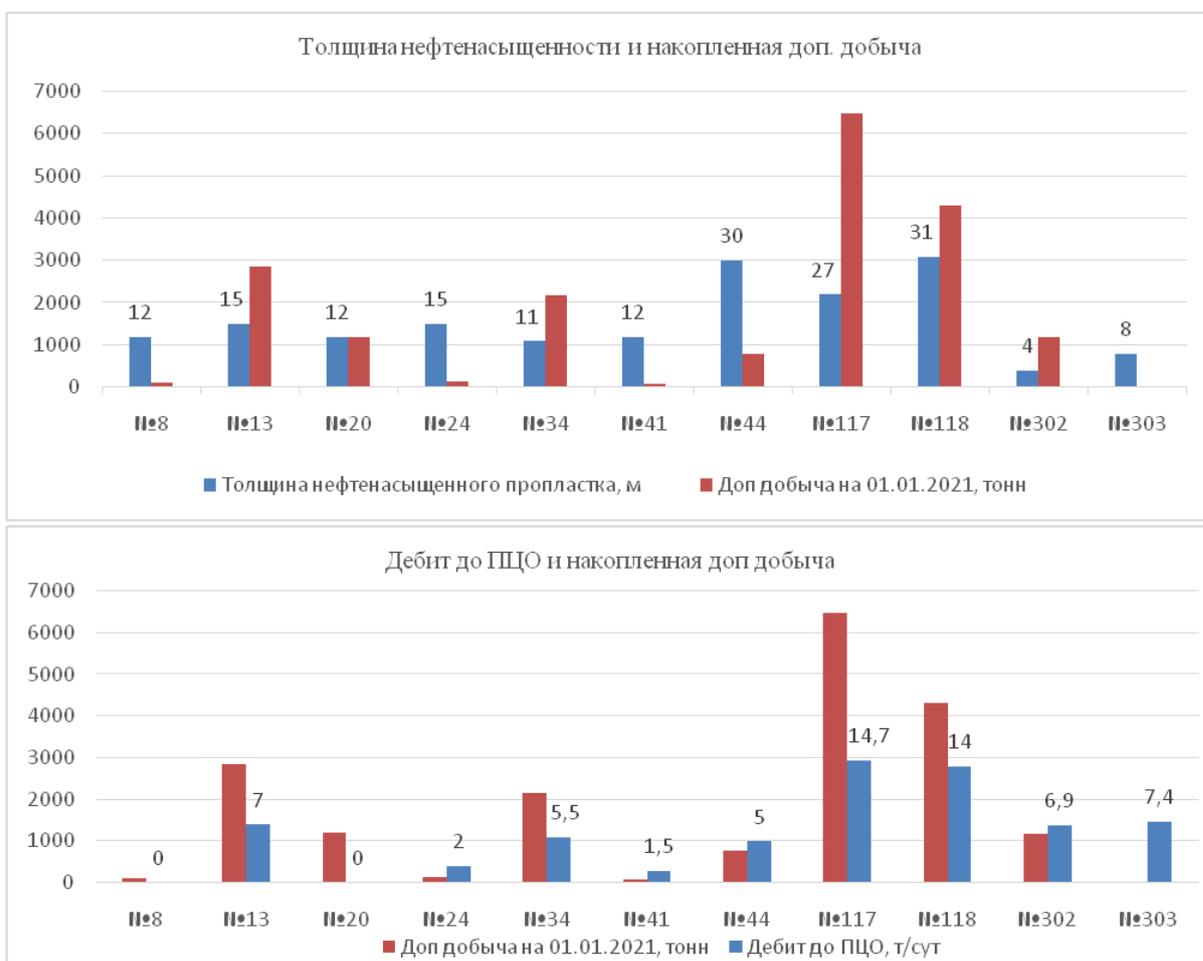


Рис. 1. Сопоставление данных нефтенасыщенных толщин и дебита до ПЦО со значениями, накопленной доп. Добычи

Выводы, сделанные на основе полученных, данных можно кратко описать так:

- а) На скважинах с низким дебитом, где пласт кольматирован асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) пароциклическую обработку проводить можно только после их удаления. АСПО неэффективно растворяются с помощью закачки пара.
- б) Пароциклическая обработка (ПЦО) в карбонатном коллекторе является неэффективной, из-за отсутствия равномерного распределения теплоносителя.

Список используемых источников информации:

1. Максutow Р.А. Освоение запасов высоковязких нефтей в России / Р.А.Максutow, Г.И.Орлов, А.В.Осипов// Технологии ТЭК. -2005. -№ 6. - С.36-40
2. Осипов А. В. Повышение эффективности технологии пароциклических обработок скважин в слоисто-неоднородных пластах с высокой вязкостью нефти: автореф. дис. на соискание уч. степ. канд. тех. наук. Москва, 2013. 3 с.
3. Антониади Д.Г. Повышение коэффициента извлечения вязких нефтей термоциклическим воздействием. / Д.Г. Антониади // Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Тюмень. - 1996. - 166 с.
4. Энергетическая стратегия России на период до 2030 г. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р
5. Хайруллин А. А., Смуляров Д. С. Применение современных тепловых методов для повышения нефтеотдачи // Новые технологии – нефтегазовому региону 2015. 170-173 с.

ДЕКАРБОНИЗАЦИЯ НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ /DEKARBONIZATSIYA NEFTYANYKH KOMPANIY/.

Кузьмин А.А. KuzminAA@samnipi.rosneft.ru)
Цимбальук А.Е. TsymbalyukAE@samnipi.rosneft.ru
ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара

Аннотация

На объектах нефтегазовой промышленности во время работы котельных, сжигании ПНГ и тд. образуется углекислый газ (CO₂). Для минимизации объема налогообложения и во избежание штрафов за выброс углекислого газа в атмосферу предусматривается его рациональное использование позволяющие повысить нефтеотдачу скважин. Предлагается технология Huff & Puff («вдох – выдох») с закачкой углекислого газа (CO₂) в нефтяные

месторождения. Технология Huff & Puff является полностью экологически безопасной в связи с высокой степенью растворимости CO_2 в нефти в пластовых условиях.

Annotatsiya

At oil and gas facilities during boiler rooms, PNG burning, etc. carbon dioxide (CO_2) is produced. In order to minimize the amount of taxation and to avoid fines for the release of carbon dioxide into the atmosphere, it is envisaged to use it rationally to increase the oil output of wells. The Huff and Puff technology is offered with carbon dioxide (CO_2) pumping into oil fields. Huff and Puff technology is completely environmentally friendly due to the high degree of (CO_2) solubility in oil in reservoir conditions.

Ключевые слова: нефтегазовая промышленность, технология Huff & Puff, закачка углекислого газа в нефтяные пласты.

Keywords: oil and gas industry, Huff and Puff technology, carbon dioxide injection into oil reservoirs.

Во многом продуктивный эффект от применения технологии по закачке углекислого газа (CO_2) обусловлен тем, что углекислый газ (CO_2) способен растворяться и повышать вязкость в нефти и пластовой воде в большей степени по сравнению с другими газами. Основными причинами снижения вязкости при закачке (CO_2) являются разбавление вязкой нефти закачиваемым диоксидом углерода и разрушение эмульсии тяжелой нефти. Коэффициент снижения вязкости системы изменяется в зависимости от температуры, давления и растворимости CO_2 .

При растворении в нефти углекислый газ (CO_2) способствует увеличению нефти в объеме, что в свою очередь способствует вытеснению остаточной неподвижной нефти.

Одним из наиболее перспективных методов увеличения нефтеотдачи является использование CO_2 для водогазового заводнения. Углекислый газ (CO_2 , диоксид углерода, двуокись углерода) – бесцветный газ, тяжелее воздуха. При нормальных условиях имеет плотность $1,98 \text{ кг/м}^3$. Углекислый газ не токсичен, запаха не имеет. Диоксид углерода обладает уникальным и крайне полезным для увеличения нефтеотдачи свойством, а именно способностью увеличивать вязкость воды при растворении в ней (при $t = 20^\circ\text{C}$ и $p = 11,7 \text{ МПа}$ вязкость карбонизированной воды составляет $1,21 \text{ МПа}\cdot\text{с}$). Вязкость воды возрастает с увеличением в ней концентрации CO_2 . При увеличении давления углекислый газ начинает активнее растворяться в воде (Рис. 1). Однако растворимость CO_2 уменьшается при повышении температуры до 80°C и минерализации воды.

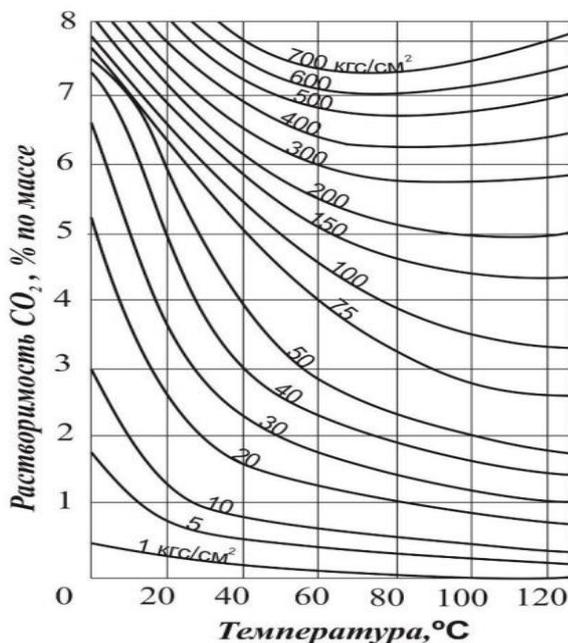


Рис. 1. Зависимость растворимости углекислого газа в воде от давления и температуры (шифр кривых – давление насыщения воды двуокисью углерода) углеводородов (смол, парафинов и т. д.)

В случае же с растворением CO_2 в нефти вязкость последней наоборот существенно уменьшается (Рис. 2). Следовательно, уменьшается поверхностное натяжение нефти на границе с водой. Вышеописанные свойства углекислого газа крайне важны при разработке месторождений с высоковязкой нефтью.

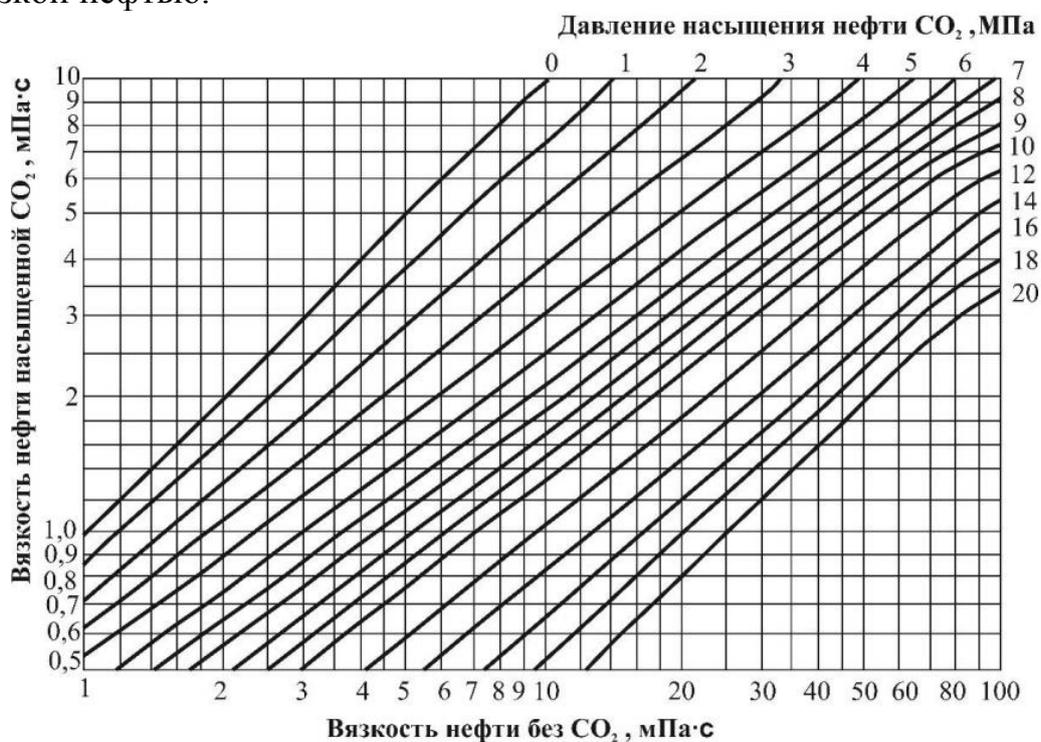


Рис. 2. Зависимость вязкости нефти от давления насыщения их двуокисью углерода

Однако, несмотря на все положительные стороны применения углекислого газа для увеличения нефтеотдачи, данная технология имеет свои ограничения, значительно понижающие возможность использования CO_2 как агента для газовых методов увеличения нефтеотдачи.

Одним из самых серьезных недостатков является высокая коррозионная активность двуокиси углерода, что приводит к необходимости использовать особое коррозионностойкое оборудование для хранения, транспортировки и нагнетания в пласт диоксида углерода. Соответственно, себестоимость нефти, добытой с помощью данных методов, резко возрастает. Также недостатком применения двуокиси углерода является его способность при неполном смешивании с нефтью экстрагировать из неё легкие углеводороды. В результате чего нефть становится малоподвижной и, соответственно, возрастают затраты на её извлечение. Существенной особенностью применения углекислого газа в процессах повышения нефтеотдачи может являться свойство образовывать кристаллогидраты при насыщении парами воды углекислым газом (CO_2).

Этапность применения метода с закачиванием CO_2 в пласт представлен на рис. 3.

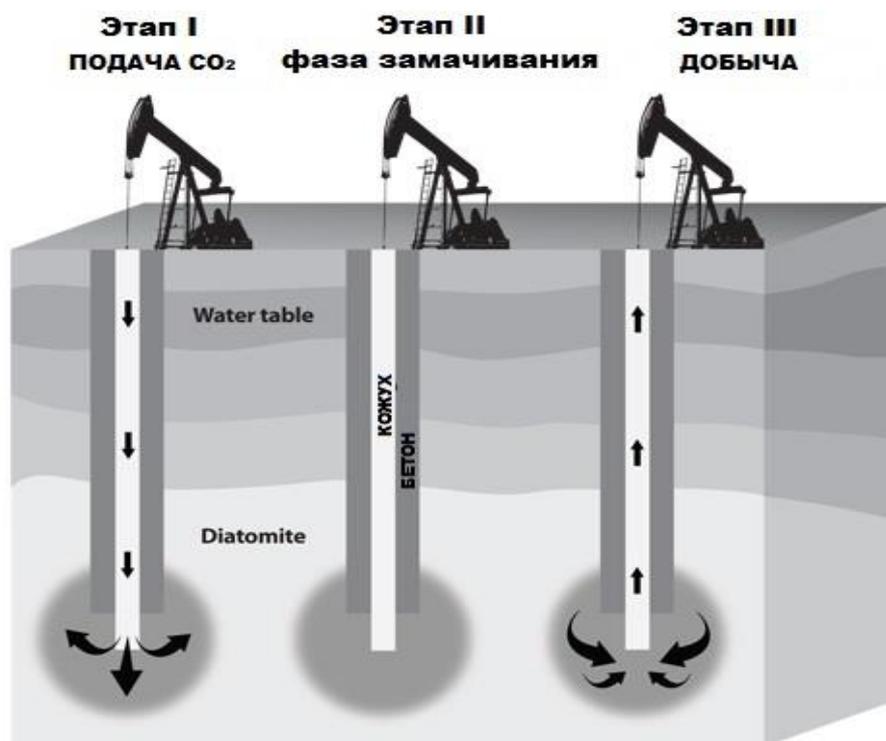


Рис 3. Процесс закачки газа CO_2

На 1-м этапе выполняется непрерывная подача CO_2 в добывающую скважину с помощью мобильного насосного агрегата.

На 2-м этапе осуществляется выдержка скважины для обеспечения смешивания CO_2 с нефтью и снижением её вязкости.

На заключительном 3-м этапе происходит отбор нефти со сниженной вязкостью.

Применение данного метода позволяет не только увеличивать нефтеотдачу сравнительно дешевым и простым в осуществлении методом, но и окажет значительное положительное влияние на концентрацию углекислого газа в атмосфере.

На данный момент налогообложения в РФ за выброс CO₂ в атмосферу не предусмотрен, но уже сегодня европейские предприятия платят миллиарды евро за выбросы CO₂ ежегодно, причем стоимость все время растет. Сегодня это около €30 за тонну. В перспективе — €50 и более.

В 2019 году АО «Отраденский ГПЗ» и АО «Нефтегорский ГПЗ» переработали 711,6 млн.м³/год попутного нефтяного газа (255,5 млн.м³/год и 456,1 млн.м³/год соответственно). Приводя расчет за 2019 год по формулам 1,2,3, если предприятия были бы подвергнуты налогообложению и штрафам за выброс углекислого газа (CO₂), предприятия могли потерпеть убытки на сумму 7,851 миллиона руб./год.

- 1) $711,6 \text{ млн.м}^3 / 100 * 0,838\% = 5,96 \text{ млн.м}^3$ (углекислый газ)
- 2) $5,96 \text{ млн.м}^3 / 1,98 \text{ кг/м}^3 = \mathbf{3,01 \text{ млн.кг/год}}$ (выброс CO₂) = **3,01 тыс. м³/год**
- 3) $3,01 \text{ тыс.м}^3/\text{год} * 30 \text{ €} = 90,35 \text{ тыс.€} * 86,9 \text{ руб/€} = \mathbf{7,851 \text{ мил.руб./год}}$

Из них:

АО «Отраденский ГПЗ» - 2,819 миллиона руб./год

АО «Нефтегорский ГПЗ»- 5,032 миллиона руб./год

Список используемых источников информации:

1. Артеменко А.И., Кащавцев В.Е., Фаткуллин А.А. Пароциклическое воздействие как один из приоритетов добычи высоковязкой нефти // Нефтяное хозяйство. 2005. №6. С. 113–115.
2. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1985. 308 с
3. Кокорев В.И. Газовые методы – новая технология увеличения нефтеотдачи пластов // Нефтепромышленное дело. – Москва, 2009. – № 11. – С. 24-26.
4. Васильевский А.В. и др. Комплексный подход к исследованию процессов закачки воздуха в пласт для повышения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. – 2016. – №. 11. – С. 102-104.
5. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: Учебное пособие для вузов. М., 1999. с. 75.
6. Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений: Учебное пособие для вузов. М.: Недра, 1989. с. 215-220.
7. Покрепин Б.В. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Волгоград: ИнФолио, 2008. Вафин Т.Р. Совершенствование технологий водогазового воздействия на пласт на нестационарном режиме: дис. ... к.т.н. – Бугульма, 2016. – 144 с.

8. Газоциклическая закачка диоксида углерода в добывающие скважины для интенсификации добычи высоковязкой нефти / Волков В.А., Прохоров П.Э., Турапин А.Н., Афанасьев С.В. // Нефть. Газ. Новации. 2017. № 4. С. 62-66.
9. Трухина О.С., Синцов И.А. Опыт применения углекислого газа для повышения нефтеотдачи пластов // Успехи современного естествознания. – 2016. – № 3. – С. 205-209; URL: <https://www.natural-sciences.ru/ru/article/view?id=35849> (дата обращения: 07.11.2017).
10. Антониади Д.Г. Увеличение нефтеотдачи пластов газовыми и парогазовыми методами // Недра. – 1998.

**НЕПРЕРЫВНЫЙ ОПТИМИЗАЦИОННЫЙ ИНЖИНИРИНГ КАК
ИНСТРУМЕНТ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ
/CONTINUOUS OPTIMIZED ENGINEERING AS A TOOL FOR
INCREASING PRODUCTION EFFICIENCY/.**

Воробьев И.В. Ivanvorobevv7@gmail.com

Харасов Э.Р. ekharasov@mail.ru

Вуколов С.А., Капорцев В.С.

ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара

Аннотация

В работе предлагается создание интегрированной модели месторождения, включающей в себя модели притока, скважины, системы сбора и объектов подготовки, для расчета оптимизационных мероприятий. Целью этих мероприятий является увеличение суточной нефтедобычи на месторождении. Описана методика расчета оптимизационных мероприятий и представлен расчет экономической эффективности.

Ключевые слова: интегрированная модель, оптимизация добычи, эксплуатация месторождения

Abstract

The paper proposes the creation of an integrated model (IAM) of the oil field which includes IPR curve, models of oil wells, oil gathering system and oil treatment facilities for calculating optimization measures. The purpose of these measures is to increase the daily oil production at the field. At this paper the methodology for calculating optimization measures is described and the calculation of economic efficiency is presented.

Keywords: integrated model, IAM, production optimization, field exploitation

Введение

На эффективность разработки нефтяного месторождения оказывает влияние множество факторов, часть из которых характеризует природные условия (они, как правило, не могут быть изменены), другие факторы составляют

технологическую основу добычи нефти, и ими можно управлять в соответствии с проектными решениями.

Теоретическая часть

Реальный пласт неоднороден по своим свойствам, и потенциальные возможности скважин различны. На поздней стадии эксплуатации месторождения скважины обводнены в различной степени. Поэтому эксплуатация с максимальной производительностью скважин может привести к снижению темпа роста добычи нефти, к существенному увеличению количества добываемой воды и, следовательно, к росту себестоимости продукции.

Параметрами управления скважин являются режимы работы, время ввода и способы их эксплуатации. Изменение параметров скважин приводит к перераспределению давлений и потоков, поэтому при расчетах должно учитываться их взаимовлияние.

Учет взаимовлияния скважин возможен при использовании математической интегрированной модели месторождений.

Основной задачей интегрированной модели является проведение оптимизационных расчетов, выдача рекомендаций по изменению параметров работы скважин, максимальное увеличение нефтедобычи на существующей инфраструктуре, отталкиваясь от изначально стабильных условий с учетом всех ограничений

На основании поиска и анализа мероприятий, влияющих на параметры работы скважин в качестве основных мероприятий, показавших свою простоту и эффективность, можно выделить частотное регулирование подачи насоса, циклическая работа скважины, остановка высокообводненного фонда и установка ЧРП при его отсутствии.

Практическая часть

Для апробации методики рассмотрим месторождение со следующими характеристиками: добычи нефти 3 376.53 тыс. тонн/год, добыча жидкости 31 435.49 тыс. тонн/год

На данном месторождении выделим несколько различающихся по характеристикам кустовых площадок. Скважины кустовой площадки №1 обладают наибольшей обводненностью среди остальных, на кустовой площадке №2 наименьшее общее количество скважин и кустовая площадка №3 с большей долей скважин с установившимся режимом.

Рассмотрим порядок расчета оптимизационных мероприятий. На основе полученных исходных данных производится сбор модели месторождения и адаптация работы скважин в соответствии с технологическим режимом. Затем выбирается скважина и фиксируется ее дебит. При этом она должна работать в установившемся режиме. На следующем этапе мы изменяем частоту ЭЦН и определяем новый дебит скважины. Далее проводим проверку на соответствие ограничениям подземного оборудования, и в случае несоответствия возвращаемся к изменению частоты.

В результате расчета получили следующие результаты: на кустовой площадке №1 дебит нефти увеличился на 1 %, на кустовой площадке №2 на 1.7 % и на кустовой площадке №3 на 5,4 %.

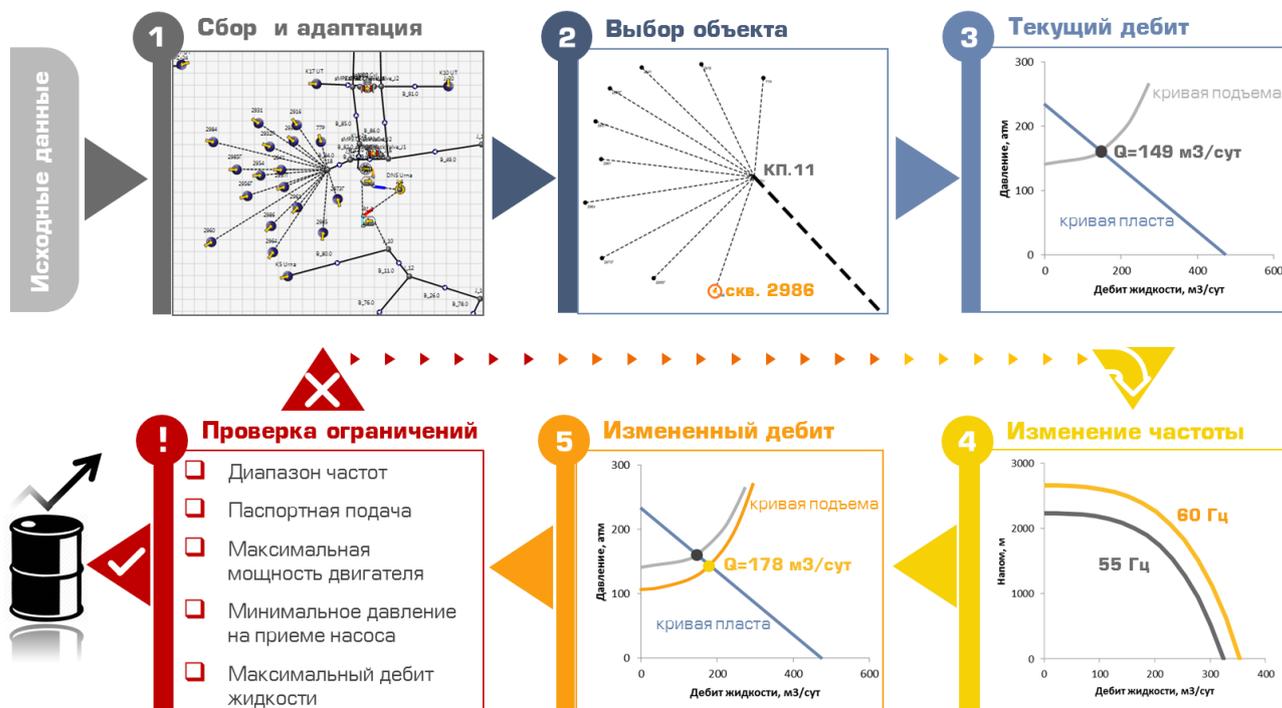


Рис. 1. Расчет оптимизации

Средний прирост по результатам апробации на трех кустовых площадках, а именно 51 скважине составил 2,4 %. Используем это значение для расчета дополнительной добычи со всего месторождения.

Оценим экономический эффект от оптимизации добычи нефти на месторождении по трем сценариям.

Пессимистичный сценарий рассчитан на минимальный процент дополнительной добычи нефти (0,1 %), полностью окупающий проект. NPV при этом равен 9 млн.руб.

Для второго сценария был взят процент дополнительной добычи нефти согласно опыту в аналогичном действующем проекте на Самотлорском месторождении (1 %). NPV составил 262 млн.руб.

Самым оптимистичным сценарием оказались рассчитанные нами 2,4 % дополнительной добычи нефти с NPV проекта 654 млн.руб.

Таблица 1.

Результаты расчета экономической эффективности

	Пессимистичный сценарий	Сценарий на опыте действующего проекта	Оптимистичный сценарий
Процент доп. добычи	0,1%	1%	2,4%
Годовая доп. добыча нефти	3,4 тыс. тонн	34 тыс. тонн	81 тыс. тонн
Чистый приведенный доход - NPV	9 млн.руб.	262 млн.руб.	654 млн.руб.
Дисконтированный срок окупаемости	1 год	1 год	1 год
Капитальные затраты	0 руб.	0 руб.	0 руб.
Операционные затраты	26,7 млн.руб.	33,1 млн.руб.	43,1 млн.руб.

Выводы

В качестве выводов данной работы следует отметить:

- Разработку мероприятий по увеличению эффективности эксплуатации месторождения;
- Создание интегрированной цифровой модели месторождения;
- Создание структурированной базы данных оборудования и его характеристик;
- Возможность внедрения проекта на любом этапе развития актива.

Список используемых источников информации:

1. ГОСТ Р 51365-2009. Нефтяная и газовая промышленность. Оборудование для бурения и добычи. Оборудование устья скважины и фонтанное устьевое оборудование. Общие технические требования;
2. А.В. Деговцов, Ю.А. Донской, С.С.Пекин, А.А.Сабилов Оборудование для добычи нефти и газа учеб.-метод. пособие. - М.: РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина, 2014;
3. Насосы центробежные погружные и агрегаты на их основе: Руководство по эксплуатации. – М.: ГМС Насосы, 2011. – 49 с.;
4. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов.- М: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. - 816 с.

**ПРИМЕНЕНИЕ РЕАГЕНТОВ-РАСТВОРИТЕЛЕЙ НА
УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ ПРИ ДОБЫЧЕ
ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ /APPLICATION OF HYDROCARBON-
BASED SOLVENT REAGENTS IN THE PRODUCTION OF HEAVY
OIL/.**

*Зиновьев А.М. lekso1988@rambler.ru
ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара*

Аннотация

В работе представлено описание технологий интенсификации добычи нефти с применением реагентов-растворителей на углеводородной основе. Рассмотрены такие технологии как дозирование реагентов на прием глубиннонасосного оборудования, процесс обработки призабойной зоны пласта для удаления асфальтеносмолопарафиновых отложений.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, интенсификация добычи, реагент-растворитель, дозирование реагента, насос

Abstract

The paper presents a description of technologies for intensifying oil production using hydrocarbon-based solvent reagents. Technologies such as dosing of reagents for the reception of downhole pumping equipment, the process of treatment of the bottomhole formation zone to remove asphaltene-resin-paraffin deposits are considered.

Keywords: heavy oil, production intensification, reagent-solvent, reagent dosing, pump

В настоящее время в старых нефтедобывающих провинциях остро стоит вопрос добычи высоковязкой нефти (ВВН) и природного битума (ПБ) в условиях необходимости поддержания текущего уровня добычи.

На территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции имеется большое количество месторождений с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ), а именно с высоковязкой нефтью (ВВН). Данные запасы ранее не рассматривались специалистами как перспективные для добычи. Также подобные пласты, с ТРИЗ, обнаруживали и на месторождениях с традиционными запасами, однако в разработку они не вводились. В связи с тем, что запасы легкоизвлекаемой нефти в старых нефтегазоносных провинциях неуклонно уменьшаются, компаниям выгодно вводить в разработку пласты с ТРИЗ [1]. За счет наличия развитой инфраструктуры и большого количества обученного персонала, который возможно привлекать для работы на данных объектах.

Наиболее часто эксплуатация скважин на таких объектах осложняется как высокой вязкостью нефти, так и возникновением органических отложений в поровом пространстве призабойной зоны пласта и на внутренних стенках промыслового оборудования [2].

Данные проблемы возможно предупредить на этапе проектирования, а также устранить в ходе эксплуатации с помощью реагентов-растворителей на углеводородной основе [3, 4].

При этом необходимым условием является подбор реагента-растворителя и оценка его эффективности в лабораторных условиях [2].

Дозирование реагентов-растворителей на прием насоса является базовым мероприятием для предупреждения осложнений, связанных с высокой вязкостью нефти и возникновением органических отложений. Для этого на дневной поверхности размещаются установки дозирования реагентов, а в скважину спускается капиллярная трубка, до приемной сетки насоса. Объем подачи реагента определяется на основе лабораторных исследований эффективности реагента, чаще всего это значение не выше 2-3 об. % от суточного дебита скважины. Подаваемые реагенты перемешиваются насосом со скважинной продукцией, за счет чего вязкость продукции скважины понижается и, как следствие, значительно уменьшается нагрузка на привод насоса. Дополнительно снижается вероятность образования органических отложений. В результате межремонтный период скважины увеличивается, отсутствуют периодические остановки скважины по причине перегрузки двигателя. На рисунке 1 представлена схема подачи реагента на прием ЭЦН [2, 5].

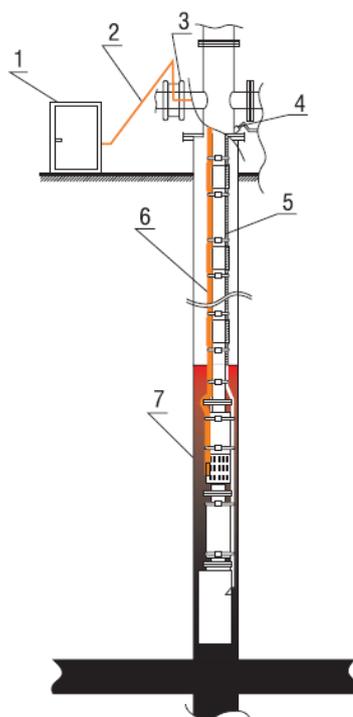


Рис. 1 – Схема подачи реагента на прием электроцентробежного насоса:

1 – дозирующая установка; 2 - наземный трубопровод; 3 - устройство ввода через боковой отвод фонтанной арматуры; 4 - устройство ввода через кабельный ввод фонтанной арматуры; 5 - питающий кабель УЭЦН; 6 - скважинный капиллярный трубопровод; 7 - клапан-распылитель [2, 5]

Так, с помощью тщательно подобранного растворителя использованного при дозировании на прием насоса, возможно достигнуть снижения вязкости скважинной продукции более чем в 4 раза (рис. 2) [5].

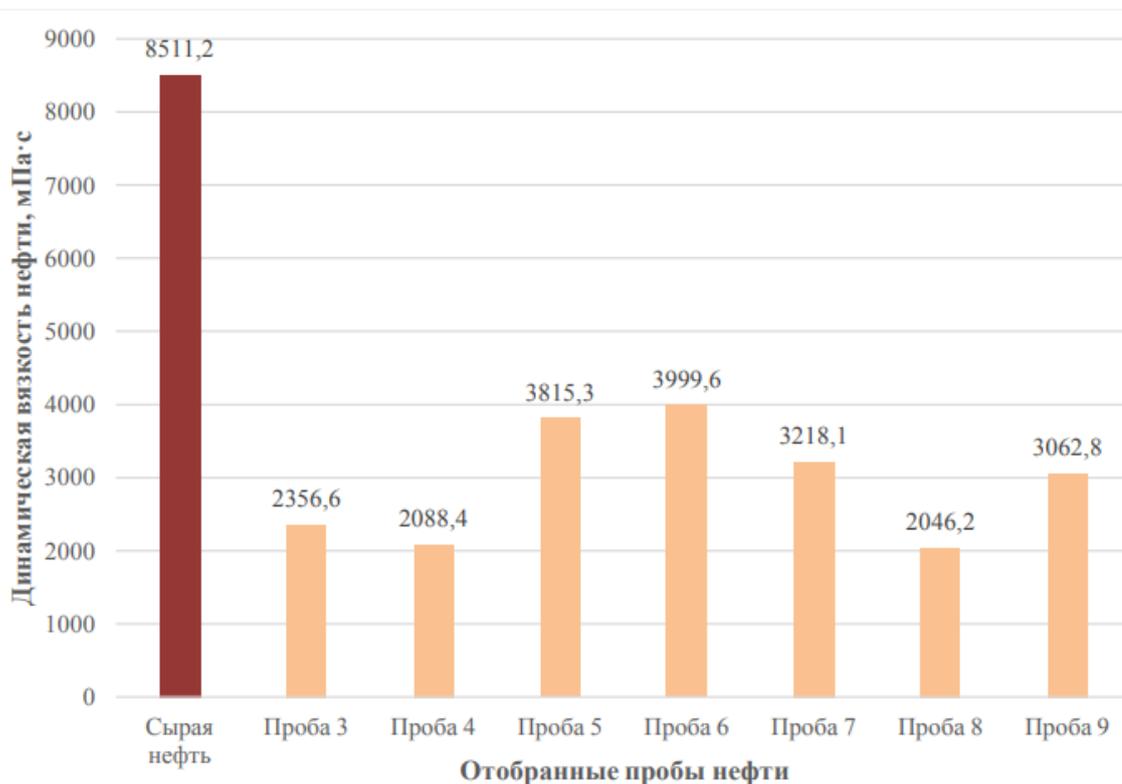


Рис. 2 – Динамическая вязкость изученных проб нефти, отобранных на устье добывающей скважины [5]

Для очистки призабойной зоны пласта от органических отложений на объектах высоковязкой нефти также возможно проведение закачки реагентов-растворителей в пласт с последующей выдержкой скважины на реакцию и освоение (рис. 3). Объем закачки реагентов в данном случае обычно не превышает 1-2 м³ на погонный метр активного перфорированного интервала скважины. Результатом обработок призабойной зоны пласта растворителем является снятие скин-фактора и соответственно увеличение притока нефти в скважину [2-4, 6].

Как и в случае с технологией дозирования растворителя на прием насоса, наиболее важным этапом в проектировании обработки призабойной зоны пласта является подбор реагента в лабораторных условиях. Стоит обратить особое внимание на совместимость закачиваемого агента и пластовой нефти, при их смешении не должно образовываться эмульсий, отложений и взвесей, способных коагулировать поровое пространство призабойной зоны пласта [2-5].



Рис. 3 – Процесс обработки призабойной зоны пласта вертикальной скважины растворителем на объекте с высоковязкой нефтью [6]

Существует различное множество технологий как увеличения нефтеотдачи, так и интенсификации добычи высоковязкой нефти, основанных на использовании реагентов-растворителей. Однако на сегодняшний день возможность их применения серьезно ограничена ситуацией на рынке нефти. В виду низких цен на нефть большинство из подобных существующих технологий не являются рентабельными.

В данной работе кратко отражены актуальные на сегодняшний день технологии применения растворителей при добыче высоковязкой нефти, не требующие применения значительных объемов реагентов и обладающие экономической эффективностью относительно более масштабных методов.

Список используемых источников информации:

1. Куклин А. И. и др. Состояние изученности и перспективы применения современных технологий повышения нефтеотдачи пласта при разработке залежей высоковязких нефтей и битумов в тимано-печорской провинции //Неделя науки СПбПУ. – 2016. – С. 242-246.
2. Litvin A. T. et al. Selection of Effective Solvents–Universal Modification of Presently Available Enhanced Oil Recovery Methods and Oil Production Stimulation Processes //SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Society of Petroleum Engineers, 2020.
3. Стручков И. А. Обоснование технологии предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых отложений в скважинах с использованием поверхностно-активных веществ: дис. – Нац. минерально-сырьевой ун-т" Горный", 2016.

4. Стручков И. А. и др. Физико-химические методы борьбы с осложнениями при эксплуатации месторождения парафинистой нефти //Нефтепромысловое дело. – 2016. – №. 4. – С. 48-52.
5. Зиновьев А. М. и др. Анализ результатов опытно-промышленных испытаний реагента-растворителя на Стреловском месторождении высоковязкой нефти //Международный научно-исследовательский журнал. – 2017. – №. 11-3 (65).
6. Киреев И. И., Рошин П. В., Демин С. В. Интенсификация добычи высоковязкой нефти //Деловой журнал Neftegaz. RU. – 2020. – №. 4. – С. 88-91.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ /PROSPECTS FOR INCREASING THE EFFICIENCY OF GEOLOGICAL AND TECHNICAL MEASURES TO INTENSIFY THE PRODUCTION OF HIGH-VISCOSITY OIL/.

Никитин А.В. heavyoil.knpk@rosneft.ru

Киреев И.И. KireevII@samnipi.rosneft.ru

Рошин П.В. roschinpv@samnipi.rosneft.ru

ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара

Аннотация

В работе выполнен анализ результативности проведения обработок призабойной зоны (ОПЗ) на объектах с карбонатными коллекторами с осложненными условиями: высоковязкая нефть, асфальтеносмолопарафиновые отложения в призабойной зоне пласта. Установлено, что происходит падение результативности ОПЗ при росте вязкости нефти и содержания в ней асфальтенов, смол и парафинов (АСП). Рекомендуется предварительная закачка реагента-растворителя перед закачкой кислотной композиции для повышения эффективности ОПЗ.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, геолого-техническое мероприятие, интенсификация добычи, углеводородный растворитель, поверхностно-активные вещества

Abstract

The paper analyzes the effectiveness of bottomhole zone treatments (BHT) at facilities with carbonate reservoirs with complicated conditions: heavy oil, asphaltene-resin-paraffin deposits in the bottomhole formation zone. It has been established that there is a drop in the efficiency of the SCR with an increase in the viscosity of oil and the content of asphaltenes, resins and paraffins (ASP) in it. It is recommended to pre-pump the reagent-solvent before pumping the acid composition to increase the efficiency of the BHT.

Keywords: heavy oil, geological and technical measures, production intensification, hydrocarbon solvent, surfactants

Ввиду истощения запасов легкой маловязкой нефти в традиционных коллекторах на территории старых нефтегазоносных провинций (например, Волго-Уральской), добывающие компании всё большее внимание уделяют восполнению запасов за счёт вовлечения в разработку объектов с высоковязкими нефтями (ВВН), природными битумами, а также – с низкопроницаемыми коллекторами.

Одной из важнейших задач при эксплуатации добывающих скважин на месторождениях высоковязкой нефти является борьба с различными видами загрязнения призабойной зоны пласта. Одним из методов, позволяющих устранить подобные загрязнения, принято считать проведение обработки призабойной зоны (ОПЗ) пласта с помощью кислотных составов.

Однако на скважинах месторождений высоковязкой нефти эффект от подобных операций может быть значительно ниже (вплоть до не выполнения плана по результату ГТМ) по сравнению с аналогичными мероприятиями на объектах с легкой нефтью.

Установлено, что в период с 2015 по 2019 годы результаты 34-44 % от общего числа геолого-технических мероприятий по обработке призабойной зоны пласта не достигали плана (рис. 1).

Анализ выполнен на основе выборки состоящей из 34 месторождений высоковязкой нефти АО «Самаранефтегаз», 201 скважины и 273 обработок призабойной зоны пласта.



Рис. 1 – Результативность проведения ОПЗ на скважинах месторождений высоковязкой нефти

При этом отмечается характерное падение результативности ОПЗ при росте вязкости нефти и содержания в ней асфальтенов, смол и парафинов (АСП). Так, например, для Озеркинского месторождения (пласт А3), обнаружено недостижение плана по результатам 56% ОПЗ за последние 10 лет, что

косвенно позволяет выделить вязкость и содержание АСП как основную причину низкой результативности ОПЗ на скважинах с ВВН.

Приведенные результаты анализа эффективности ОПЗ позволяют утверждать о необходимости улучшения современных методов борьбы с отложениями АСП в призабойной зоне пласта или создании новых более эффективных. Основой для данных методов могут служить различные типы воздействия, которые способны удалить отложения АСП, например химические и тепловые или физические.

Согласно проведенным в [1] лабораторным испытаниям, для условий карбонатных коллекторов с высоковязкой нефтью Самарской области установлено, что предварительная закачка реагента-растворителя перед закачкой кислотной композиции позволяет предупредить осложнения в виде образования стойких кислых водонефтяных эмульсий, отложений АСПО в призабойной зоне пласта и улучшить взаимодействие кислотного состава с породой [2].

Помимо углеводородных растворителей для удаления загрязнений призабойной зоны также могут применяться и прочие химические реагенты, как например различные поверхностно-активные вещества (ПАВ). В настоящий момент имеется широкий как отечественный, так и иностранный опыт по применению растворов ПАВ в процессах интенсификации добычи нефти [3].

Удалить отложения АСП в призабойной зоне возможно путем их расплавления с помощью теплового воздействия. Наиболее популярным, в виду своей простоты, тепловым методом интенсификации можно считать промывку скважины и призабойной зоны пласта горячей нефтью, однако эффективность такой обработки падает с ростом глубины залегания пласта по причине потерь тепла по мере закачки агента в скважину.

Возможен также вариант воздействия на призабойную зону с помощью перегретого пара. Данный способ более актуален на объектах сверхвязкой нефти и часто используется в виде основного метода разработки месторождения. В данном случае эффективность метода, аналогично ранее описанному, зависит от глубины залегания пласта [4].

Мировые добывающие компании отмечают широкий опыт использования специального оборудования для генерации тепла в скважине, как, например, греющие кабели, различные забойные и скважинные нагреватели, однако эффективность подобных методов отличаются сравнительно малой эффективностью и требуют доработки [5].

Последние годы все больше растет заинтересованность добывающих компаний в технологиях термогазохимического воздействия. Суть подобных методов заключена в создании на забое и в призабойной зоне пласта большого количества химически активных газов с последующим резким повышением давления и температуры. Различными специалистами ведется активная работа в данной области, метод считается перспективным [6, 7].

В направлении физических методов наиболее яркими представителями являются технологии виброволнового и ударного воздействия на призабойную зону пласта. В [2] отмечается высокая эффективность предложенного метода по сравнению с классическими подходами. Перспективы волновых методов также описаны в работах [9, 10].

В настоящее время активно ведется разработка и улучшение различных технологий ОПЗ на скважинах ВВН, каждое подобное направление имеет собственные уникальные особенности, перспективы применения и эффективность. Неизменным для каждого метода остается необходимость проведения тщательных лабораторных исследований в процессе проектирования той или иной технологии воздействия на ПЗП. Именно проектирование на основе данных лабораторных исследований позволит получить максимальный эффект на промысле и повысить результативность ОПЗ на скважинах ВВН.

Список используемых источников информации:

1. Никитин А. В. и др. Подбор компонентов комплексной кислотной обработки карбонатных коллекторов для интенсификации добычи высоковязкой нефти //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – №. 5. – С. 35-39.
2. Роцин П. В. и др. Обоснование применения комплексной технологии гидромониторного воздействия на призабойную зону пласта на месторождениях высоковязкой нефти //Экспозиция Нефть Газ. – 2020. – №. 5 (78).
3. Хромых Л. Н., Литвин А. Т., Никитин А. В. Обзор существующих поверхностно-активных веществ для интенсификации добычи нефти //Ашировские чтения. – 2016. – Т. 2. – №. 1-1. – С. 30-35.
4. Хромых Л. Н., Зиганшин Р. Ш., Рогожинский Р. А. К вопросу оперативной интенсификации добычи высоковязкой нефти с применением методов комплексного действия //Вестник евразийской науки. – 2020. – Т. 12. – №. 2.
5. Хромых Л. Н., Никитин А. В., Литвин А. Т. Современные способы увеличения нефтеотдачи с применением технологий электропрогрева //Генезис научных воззрений в контексте парадигмы устойчивого развития. – 2018. – С. 16-20.
6. Хузин Р. Р., Андреев Д. А., Салихов В. Е. Совершенствование методов термогазохимического воздействия на призабойную зону пласта на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами //Нефтепромысловое дело. – 2019. – №. 10. – С. 24-27.
7. Михайлов А. В. и др. Перспективы разработки технологии термохимического воздействия на призабойную зону пласта скважин для интенсификации добычи высоковязкой нефти на месторождениях АО «Самаранефтегаз» //Экспозиция Нефть Газ. – 2020. – №. 6 (79).

8. Кононенко П.И., Квитчук К.К., Калинин В.Ф., Климашин В.П., Лихой Н.Д., Бурмистров Н.Н., Шахбазов Ю.Х. Освоение скважин методом инфрочастотно-волнового воздействия на призабойную зону пласта // Экспозиция Нефть Газ. 2014. №5 (37).
9. Прачкин В. Г., Галяутдинов А. Г. Волновые технологии интенсификации добычи нефти //Сетевое издание «Нефтегазовое дело». – 2015. – №. 5. – С. 215-235.

ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ /EXPERIENCE OF IMPLEMENTATION OF TECHNOLOGY FOR INTENSIFICATION OF HEAVY OIL PRODUCTION IN CARBONATE RESERVOIRS/.

Рощин П.В. roschinpv@samnipi.rosneft.ru

Киреев И.И. KireevII@samnipi.rosneft.ru

Никитин А.В. heavyoil.knpk@rosneft.ru

Воробьев С.В. ceo@inipe.com

Хлебодаров В.Н., Чернова Е.А.

ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара

ЧОУ ДПО «МИПО», г. Самара

АО «Самаранефтегаз», г. Самара

Аннотация.

В работе представлены результаты испытаний технологии комплексной гидромониторной обработки на месторождениях с нефтью повышенной и высокой вязкости в Самарской области. Описаны ключевые аспекты применения, выполнен анализ результатов. Средняя дополнительная добыча за 2020 год превысила 900 тонн нефти на одну скважину.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, нефтяное месторождение, интенсификация добычи нефти, капитальный ремонт скважин, химические реагенты, асфальтеносмолопарафиновые отложения

Abstract

The paper presents the results of testing the technology of complex water jet treatment at fields with high and high viscosity oil in the Samara region. The key aspects of the application are described, the analysis of the results is carried out. Average incremental production in 2020 exceeded 900 tons of oil per one well.

Keywords: heavy oil, oil field, intensification of oil production, workover of wells, chemical reagents, asphaltene-resin-paraffin deposits

Необходимость поддержания и увеличения добычи нефти в традиционных нефтегазоносных провинциях (Волго-Уральской и т.д.) вынуждает

добывающие компании искать дополнительные ресурсы углеводородного сырья, например, высоковязкие нефти и природные битумы, а также нефть и газ низкопроницаемых коллекторов. Хорошо развитая инфраструктура, наличие опытного сервиса и достаточная изученность позволяют сократить расходы на разработку объектов с трудноизвлекаемыми запасами.

Для интенсификации добычи легкой маловязкой нефти широко применяются кислотные обработки призабойной зоны (ОПЗ) пластов добывающих скважин. Однако, на объектах с карбонатными коллекторами, содержащими высоковязкие нефти, возможно возникновение осложнений при проведении ОПЗ с применением не модифицированных кислотных составов: возникновение органических отложений, стойких кислых эмульсий. Кроме того, пленка высоковязкой нефти препятствует качественной реакции кислотного состава с горной породой пласта-коллектора, что также снижает эффективность обработки призабойной зоны пласта.

ООО «СамараНИПИнефть» были рассмотрены варианты модификации технологий кислотной обработки добывающих скважин на объектах с высоковязкой нефтью. Также был учтен положительный опыт по применению гидромониторных обработок кислотными составами на объектах с легкой маловязкой нефтью (рисунок 1).

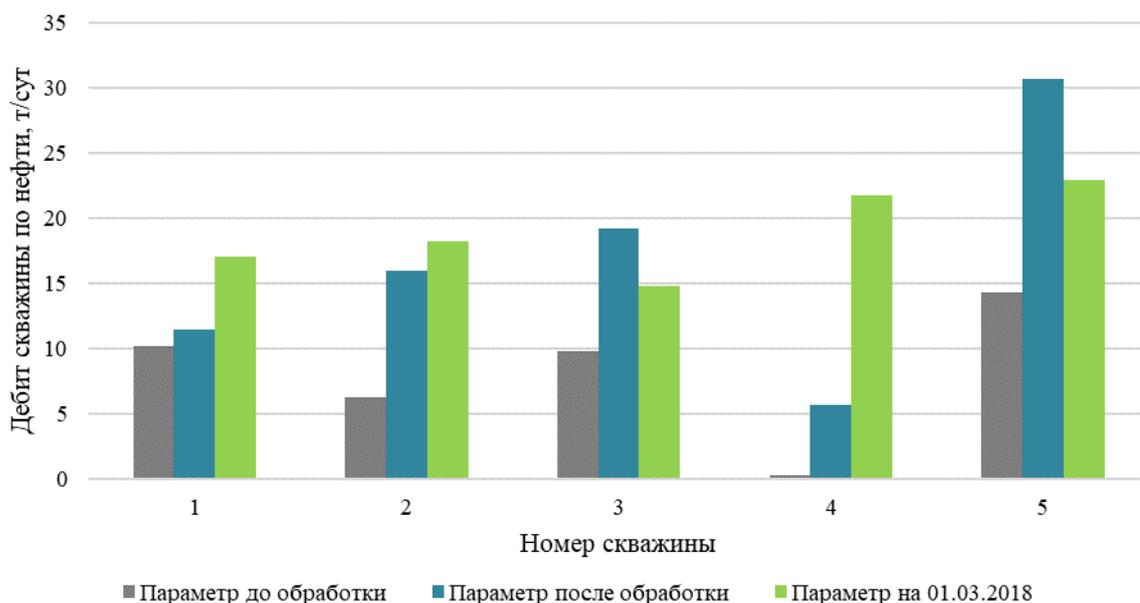


Рис. 1 – Дебиты добывающих скважин по нефти до и после проведения ОПЗ гидромониторной обработкой кислотными составами [1]

Для месторождений с высоковязкой нефтью в карбонатных коллекторах было установлено, что предварительная закачка оторочки подобранного углеводородного реагента-растворителя до кислотного состава позволяет повысить качество проведения ОПЗ: растворить и удалить органические отложения в призабойной зоне пласта. Также закачка оторочки реагента-растворителя ускоряет процесс освоение скважины за счет доотмыва

продуктов реакции и эффективного разделения эмульсии «кислотный состав – высоковязкая нефть», что подтверждается лабораторными исследованиями [2,3].

Таким образом, обоснована последовательность закачки реагентов при ОПЗ в продуктивный пласт. Для повышения эффективности предложена закачка составов через гидромониторную насадку на НКТ (рисунок 2).

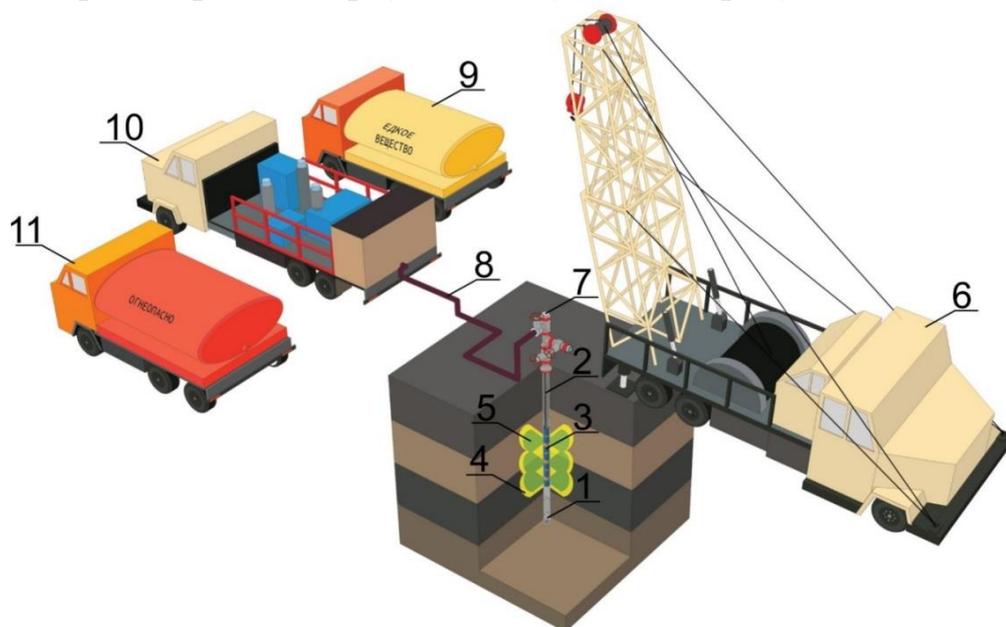


Рис. 2 - Комплексная гидромониторная обработка ПЗП вертикальной скважины. 1 – обсадная колонна, 2 – насосно-компрессорные трубы, 3 – гидромониторная насадка, 4 – оторочка растворителя, 5 – кислотный состав; 6 – подъемная установка для освоения и ремонта скважин; 7 – фонтанная арматура скважины; 8 – линия подачи реагента; 9 – цистерна с кислотой; 10 – насосный агрегат; 11 – цистерна с растворителем

Предложенное к использованию устройство спускается в составе колонны НКТ (ГНКТ) в качестве насадки до требуемой глубины. Интенсифицирующий состав подается по трубам в устройство и проходя через тангенциальные каналы в эжекционные камеры и сопла, создает волновое поле, пульсации и высокоскоростные струи рабочего агента, воздействуя на призабойную зону пласта. При этом улучшаются и ускоряются массообменные процессы, повышается эффективность взаимодействия реагентов с поверхностью породы пласта-коллектора и пластовыми флюидами.

Результаты проведения ОПЗ на объектах с карбонатными коллекторами в 2020г. представлены в таблице 1.

Таблица 1

Результаты проведения ОПЗ на объектах с нефтями повышенной и высокой вязкости

№	Дата ГТМ	№ скв.	Пласт	Пласт. темп., °С	Вязкость в пл. усл., мПа·с	Прониц. пласта $\cdot 10^{-3}$, мкм ²	Дебит по нефти, т/сут		Накопленная доп. добыча по нефти, т. за 2020 год
							до ГТМ	после	
1	01.2020	81	МЧ5	14	57,2	37	1,4	9,1	501
2	02.2020	21	В1	33	42	14,5	3,8	13,9	3166
3	02.2020	506	В1	26	21,4	8,7	14,26	20,76	536
4	04.2020	255	Дл	24,7	51,98	32	4,31	9,18	167
5	05.2020	67	А3	20	260,1	258	0,419	3,5	165
Суммарная накопленная доп. добыча по нефти за 2020 год, тонн									4535

Таким образом, предложенная технология комплексной гидромониторной обработки растворителем и кислотным составом показала эффективность на объектах с нефтями повышенной и высокой вязкости. В настоящее время предлагается к рассмотрению технология проведения комплексной гидромониторной обработки в скважинах с горизонтальным окончанием.

Список используемых источников информации:

1. Елесин В.А., Латыпов Р.Т., Козлов С.А., Ртищев А.В., Кожин В.Н., Кавтаськин А.Н., Воробьев С.В. Опыт применения технологии гидромониторного воздействия на добывающем фонде скважин АО «Самаранефтегаз». Нефть. Газ. Новации. 2018. № 12. С. 71-76.
2. Никитин А.В., Роцин П.В., Кожин В.Н., Демин С.В., Киреев И.И., Пчела К.В., Стручков И.А., Литвин А.Т. Подбор компонентов комплексной кислотной обработки карбонатных коллекторов для интенсификации добычи высоковязкой нефти. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2020. № 5 (341). С. 35-39.
3. Роцин П.В., Киреев И.И., Демин С.В. Интенсификация добычи высоковязкой нефти. Деловой журнал Neftegaz.RU. 2020. № 4 (100). С. 88-91. <https://magazine.neftegaz.ru/articles/nefteservis/547393-intensifikatsiya-dobychi-vysokovyazkoy-nefti/>
4. Новость на сайте ПАО «НК «Роснефть». «Роснефть» внедряет инновационные способы добычи высоковязкой нефти» от 06 Апреля 2021 <https://www.rosneft.ru/press/subsidiaries/item/205751/>

**ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РЕЖИМА РАБОТЫ СКВАЖИН С
ПОМОЩЬЮ АЛГОРИТМОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ
/FORECASTING THE WELL OPERATING MODE USING
MACHINE LEARNING ALGORITHMS/.**

*Уланов В.В. UlanovVV@samnipi.rosneft.ru
Ситников А.В. SitnikovAV@samnipi.rosneft.ru
ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара*

Аннотация

В качестве одного из способов оптимизации трудозатрат и повышения качества проводимых работ в процессе эксплуатации скважин рассматривается возможность применения прогнозирования режима работы скважин на основе данных, полученных во время их эксплуатации. Определены три алгоритма, позволяющих проводить прогнозирование. Рассмотрены достоинства и недостатки данных методов, а также принцип их работы. В дальнейшем будет проводиться разработка и оптимизирование данных алгоритмов.

Ключевые слова:

Прогнозирование режима работы скважин, нейросети, алгоритмы машинного обучения, временные ряды

Abstract

The possibility of forecasting the operating mode over the loss of time is being considered as one of the options to optimize costs and improve the quality of work performed during well operating process. Three variants of algorithms are considered that allow forecasting. The advantages and disadvantages of these methods are shown, as well as the principle of their work. In the future, these algorithms will be developed and optimized.

Key words:

Forecasting of well operation mode, neural networks, machine learning algorithms, time series

Во время эксплуатации нефтяной скважины ежедневно фиксируются все параметры, на основе которых отслеживается состояние скважины с целью своевременного проведения необходимых мероприятий, направленных на поддержание работоспособности, предотвращение аварий и обеспечение максимально возможной добычи.

Используя, этот массив данных можно спрогнозировать дебит скважины на ближайшее время, чтобы спланировать работу персонала и обеспечить бесперебойную эксплуатацию скважины.

Для решения задачи прогнозирования хорошо подходят алгоритмы машинного обучения. В работе будут использоваться нейронные сети, алгоритм Random Forest и временные ряды.

Все представленные алгоритмы предназначены для того, чтобы прогнозировать что-либо, но сначала их нужно обучить. Обучение будет

осуществляться на реальных данных эксплуатации нефтяных скважин. Данные будут обрабатываться и приводиться к нужному виду для того, чтобы с ними было удобно работать и алгоритмы могли воспринимать эти данные.

Далее рассмотрим каждый алгоритм подробнее.

Для того чтобы прогнозировать что-либо с помощью нейронных сетей, требуется решить задачу регрессии. Для такой задачи идеально подходит архитектура полносвязной нейронной сети. В полносвязной нейронной сети каждый нейрон передает выходное значение каждому нейрону из следующего слоя.

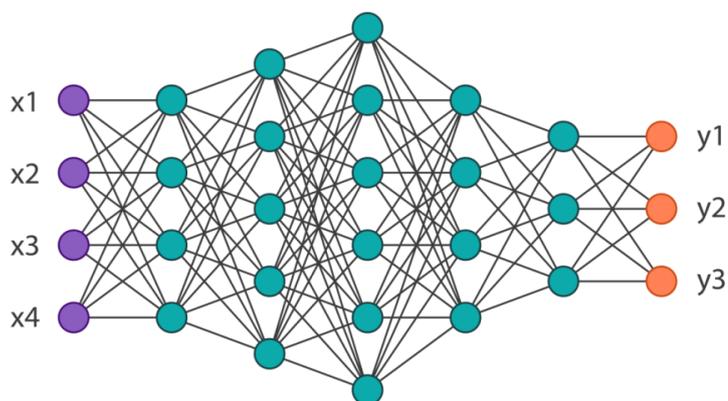


Рис. 1. Архитектура полносвязной нейронной сети

На рисунке 1 представлена архитектура полносвязной нейронной сети, где X1-X4 это входные нейроны. На каждый из них подается одно значение признака, например заглубление ЭЦН под динамический уровень жидкости в скважине. Количество этих нейронов должно соответствовать количеству признаков. Y1-Y3 это выходные нейроны, в которых, при работе нейронной сети, содержится нужная нам информация. Например, если нам нужно спрогнозировать дебит скважины, у нас будет всего один нейрон со значением данного параметра. Бирюзовым цветом на рисунке отмечены нейроны скрытых слоев. Каждый нейрон, если говорить простым языком, представляет собой какую-либо формулу, в которой обрабатываются входные параметры. При обучении, нейронная сеть корректирует данные формулы так, чтобы нейросеть выдавала правильные значения.

Для того чтобы нейронная сеть обучалась, ей нужен большой набор значений. В общем виде процесс обучения устроен следующим образом: есть набор параметров и желаемое значение, которое нейросеть должна спрогнозировать. Все параметры загружаются в нейросеть, проходят через нейроны и на выходе получается значение, но оно будет ошибочным. В этот момент, мы «сообщаем» нейронной сети правильный ответ, она сравнивает свой ответ с правильным и корректирует свои формулы. Это один цикл операции. Чтобы нейросеть обучилась необходимо многократно повторить такой цикл с разными данными.

Также очень важно предотвратить переобучение – явление, когда построенная модель хорошо объясняет примеры из обучающей выборки, но относительно плохо работает на примерах, не участвовавших в обучении. То есть, если проверять ее работоспособность на примерах, на которых она обучалась, точность будет очень высока, но если предоставить ей значения, которых нет в обучающей выборке, она выдаст значение с большой ошибкой. На рисунке 2 абстрактно представлен пример переобучения при задаче классификации красных и синих точек. Все синие и красные точки здесь из обучающей выборки.

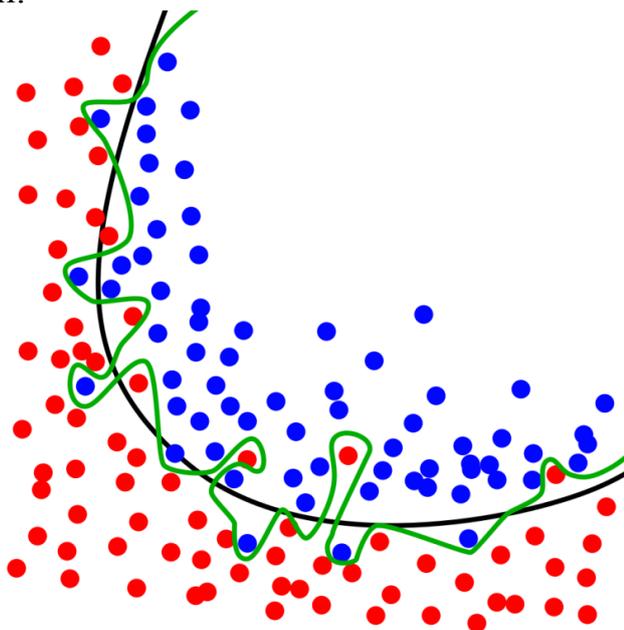


Рис 2. Проблема переобучения нейронной сети

Линия зеленого цвета показывает пример переобученной нейронной сети. Модель слишком точно пытается выделить все синие и красные точки в отдельные классы. Таким образом, на тестовой выборке, где точки будут расположены по-другому, они могут не попасть в границы зеленой линии. Линия черного цвета показывает хорошо обученную модель. При таком случае есть небольшая погрешность, но в среднем, такая модель будет показывать хорошие значения, как на тестовой, так и на обучающей выборке. Таким образом, жертвуя точностью на обучающей выборке, мы получаем большую точность на тестовой выборке, что является основной задачей обучения нейронной сети.

Теперь рассмотрим алгоритм Random Forest. Это очень распространенный алгоритм, который применяется для задач регрессии. Основная идея заключается в использовании большого ансамбля решающих деревьев, каждое из которых само по себе даёт невысокое качество классификации, но за счёт их большого количества результат получается хорошим.

Что же такое «решающее дерево»? Дерево решений – интуитивно понятная базовая единица алгоритма «случайный лес». Мы можем рассматривать его как серию вопросов «да»/«нет» о входных данных. В конечном итоге

вопросы приводят к прогнозированию определённого класса (величины, в случае регрессии). Это интерпретируемая модель, так как решения принимаются так же, как и человеком: мы задаём вопросы о доступных данных до тех пор, пока не приходим к определённому решению.

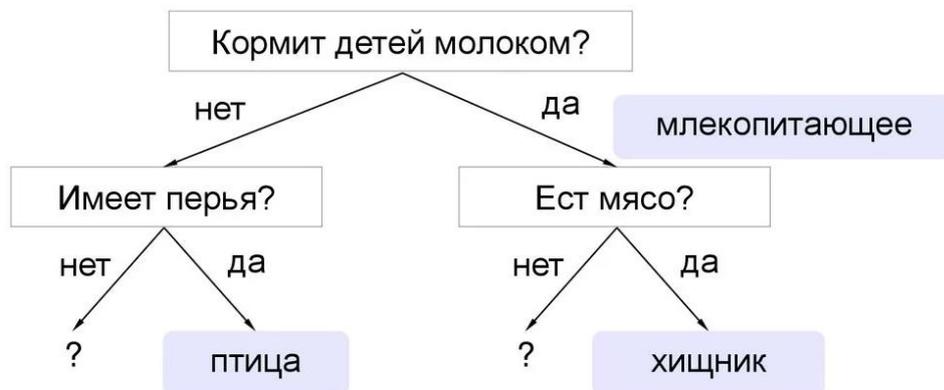


Рис. 3. Пример принципа работы алгоритма Random Forest

На рисунке 3 представлен пример простейшего дерева решений для задачи классификации (для задачи регрессии будем получать в ответе не классы, а значения).

В данном случае мы подаем на вход все признаки и поступаем так же, как с нейронной сетью – начинаем обучать. До обучения не существует «дерева», есть только входная точка. В процессе обучения алгоритм сам находит, при каких параметрах нужно производить разветвление. В конце обучения получаем готовое «дерево».

Такой алгоритм тоже может испытывать сложности с переобучением. Для предотвращения этого явления мы можем ограничивать «глубину» дерева, ограничивать количество ветвей и количество параметров в каждом разветвлении, а также использовать несколько деревьев – ансамбль.

В нашем случае, при задаче регрессии значения всех деревьев усредняются и мы получаем ответ. В задаче классификации происходит обычное голосование.

Также в работе будем рассматривать временные ряды. Временной ряд – собранный в разные моменты времени статистический материал о значении каких-либо параметров исследуемого процесса (в простейшем случае – одного параметра). Каждая единица статистического материала называется измерением или отсчётом, также допустимо называть его уровнем на указанный с ним момент времени. Во временном ряде, для каждого отсчёта должно быть указано время измерения или номер измерения по порядку. Временной ряд существенно отличается от простой выборки данных, так как при анализе учитывается взаимосвязь измерений со временем, а не только статистическое разнообразие и статистические характеристики выборки.

Временные ряды, как правило, возникают в результате измерения некоторого показателя. Это могут быть как показатели (характеристики) технических

систем, так и показатели природных, социальных, экономических и других систем (например, погодные данные). Типичным примером временного ряда можно назвать биржевой курс, при анализе которого пытаются определить основное направление развития (тенденцию или тренд).

В работе планируется использовать модель авторегрессии скользящего среднего ARMA. Модель ARMA обобщает две более простые модели временных рядов – модель авторегрессии (AR) и модель скользящего среднего (MA).

Моделью ARMA (p, q), где p и q – целые числа, задающие порядок модели, называется следующий процесс генерации временного ряда $\{X_t\}$:

$$X_t = c + \varepsilon_t + \sum_{i=1}^p \alpha_i X_{t-i} + \sum_{i=1}^q \beta_i \varepsilon_{t-i},$$

Формула 1. Модель ARMA (Авторегрессии скользящего среднего)

где c – константа, $\{\varepsilon_t\}$ – белый шум, то есть последовательность независимых и одинаково распределённых случайных величин, с нулевым средним, а $\alpha_1, \dots, \alpha_p$ и β_1, \dots, β_q – действительные числа, авторегрессионные коэффициенты и коэффициенты скользящего среднего, соответственно.

Данный алгоритм похож на предыдущие, но имеет свои особенности, так как напрямую используется для задачи регрессии, в отличие от нейросетей и Random Forest, набор задач которых несколько больше.

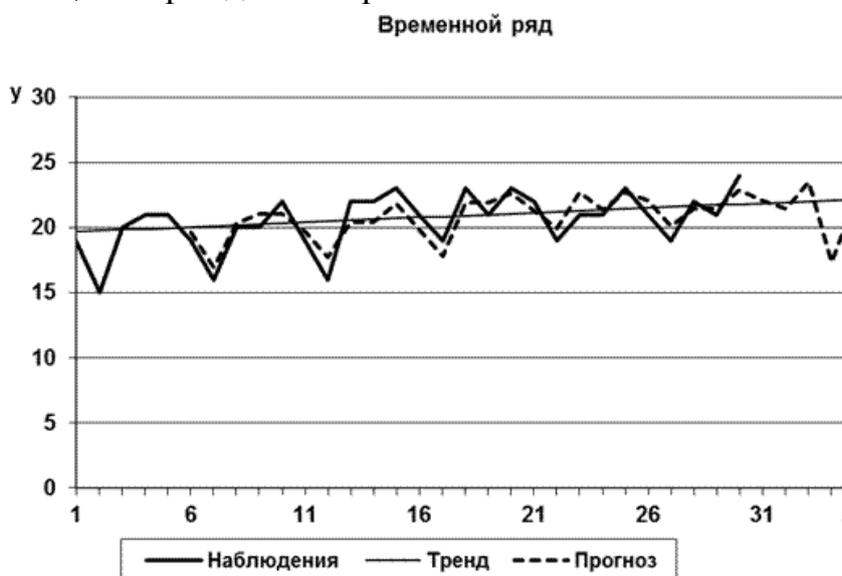


Рис. 4. Процесс прогнозирования

На рисунке 4 представлен процесс прогнозирования. Можно сказать, что алгоритм «обучается», но этот процесс обучения несколько отличается от предыдущих. Скорее, мы просто добавляем новые значения к суммам из формулы. Таким образом, прогноз корректируется относительно полученных данных.

Для решения поставленной задачи будем использовать набор различных параметров скважины за большой промежуток времени. Эти данные реальны и собраны с реальных скважин, так как необходимо, чтобы алгоритмы правильно обучались и выдавали точные значения с минимальной погрешностью в процессе прогнозирования.

Далее каждый алгоритм будет обучаться на этих данных. Результаты работы алгоритмов будут анализироваться и, на их основе, параметры алгоритмов будут корректироваться для достижения максимальной точности.

Были рассмотрены способы прогнозирования режима работы скважин с помощью алгоритмов машинного обучения.

На текущий момент процесс поддержания и обеспечения бесперебойной работы скважины весьма трудоемок и не имеет инструментов для прогнозирования. Чаще всего снятие параметров работы скважины происходит только вручную – во время «обхода» фонда дважды в сутки по фактическому приезду на каждую скважину. Учитывая отдаленность некоторых месторождений и скважин, сбор параметров это весьма длительный и трудозатратный процесс, с низкой дискретностью данных. С последующим внесением технологической службой собранной информации в программный комплекс. Часть скважин фонда оборудована телесистемой, позволяющей в online режиме удаленно снимать параметры работы скважины и автоматически вносить их в специализированное ПО. Оснащенность датчиками позволяеткратно повысить контроль над скважиной, а так же открывает широкие возможности, в том числе, и для применения методов прогнозирования событий на скважине.

Применение новых методов контроля скважины на основе прогнозных данных позволит оперативно управлять добычей, сократит трудозатраты всей цепочки технологического и обеспечивающего персонала, позволит оперативно провести комплекс предупреждающих мероприятий для исключения остановки скважины, либо заблаговременно спланировать логистику оборудования для проведения ТКРС, с учетом отдаленности и труднодоступности объектов, тем самым существенно снизить или вовсе исключить потери добычи сырья.

**МОДЕРНИЗАЦИЯ БЛОКОВ СТАБИЛИЗАЦИИ НЕФТИ НА
МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ
/MODERNIZATION OF OIL STABILIZATION BLOCKS IN LATE-
STAGE OIL FIELDS/.**

*Архипова К.С. arh-kristina@mail.ru
Килячков А.А. kilyachkov1@gmail.com
ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара*

Аннотация

В работе рассматриваются варианты модернизации блоков стабилизации нефти с целью достижения требуемого содержания сероводорода в товарной нефти и достижения необходимого давления насыщенных паров.

Произведён анализ текущей схемы подготовки товарной нефти на установки НСП «Нефтегорское». Выполнен поиск возможных технологических решений по стабилизации нефти, произведена оценка выхода стабильной нефти по различным вариантам стабилизации, а также оценка капитальных и операционных затрат предлагаемых вариантов.

Ключевые слова: подготовка нефти, удаление сероводорода из нефти, ДНП (давление насыщенных паров) нефти, стабилизация, технология «мягкая отпарка», технология «горячая сепарация», технология «одноколонная схема», технология «двухколонная схема».

Abstract

The paper considers options for upgrading oil stabilization units in order to achieve the required content of hydrogen sulfide in commercial oil and achieve the required saturated vapor pressure.

The analysis of the current scheme of preparation of commercial oil for the OGS "Neftegorskoye" installations was carried out in the course of performing the tasks set. A search for possible technological solutions for oil stabilization was carried out, an assessment of the output of stable oil for various stabilization options was made, as well as an assessment of the capital and operating costs of the proposed options.

Keywords: oil treatment, H₂S recovery from oil, SVP (saturated vapor pressure) in oil, stabilization, procedure of "soft steam stripping", procedure of «hot separation», procedure of «one-column scheme», procedure of «two-column scheme».

Введение

В настоящее время большинство крупных месторождений находится на поздней стадии разработки, что обуславливает высокое содержание сероводорода в нефти. Для достижения необходимых требований по содержанию сероводорода в стабильной нефти необходима модернизация схемы стабилизации нефти.

На сегодняшний день в Компании более 30 добывающих Обществ, 12 из которых находятся на поздней стадии разработки месторождения.

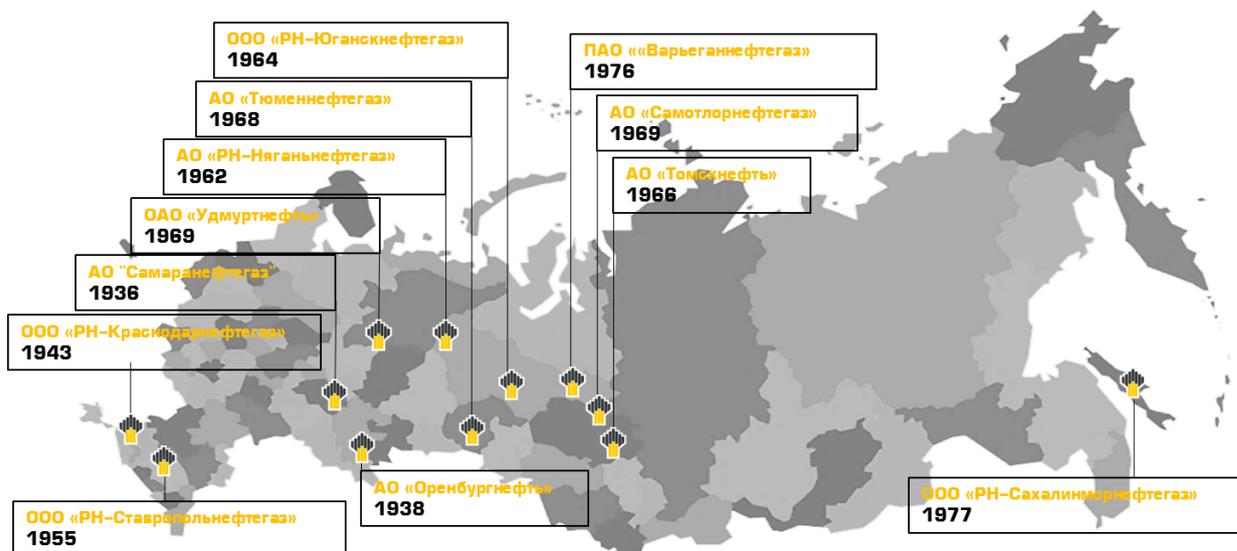


Рис. 1 - Добывающие Компании поздней стадии разработки

Учитывая большие объемы добычи нефти на этих месторождениях, а также их важность для экономики, необходимо рассмотреть вопрос о модернизации технологии стабилизации нефти. Внесение изменений в схему подготовки позволит предприятиям увеличить объём подготовленной нефти за счет сохранения наиболее ценных лёгких бензиновых компонентов, что в свою очередь существенно увеличит прибыль.

Основной целью работы является сокращение операционных затрат в рамках модернизации блока стабилизации нефти

Данная цель достигается путем решения следующих задач:

- Поиск возможных технологических решений стабилизации нефти;
- Анализ существующей схемы подготовки нефти на примере установки НСП «Нефтегорское»;
- Соблюдение требований качества товарной нефти по ДНП и содержанию сероводорода, согласно ГОСТ 51858-2002;
- Оценка эффективности выхода стабильной нефти по различным вариантам стабилизации;
- Оценка капитальных и операционных затрат предлагаемых вариантов стабилизации нефти.

Анализ существующей схемы подготовки

По текущей технологической схеме обессоленная нефть насосами поддается во вторую группу теплообменников, где обессоленная нефть подогревается горячей стабильной нефтью и далее поступает на тарелки колпачковой ректификационной колонны. Процесс стабилизации нефти заключается в выделении из нефти широкой фракции легкокипящих, а также растворимых в нефти сопутствующих газов. Выделение из нефти ШФЛУ осуществляется методом ректификации. Для поддержания режима в нижнюю часть колонны подается горячая стабильная нефть из печей подогрева, а в верхнюю часть колонны подается более холодная жидкая фаза – флегма, в качестве которой

используется часть нестабильного бензина, сконденсированного в конденсаторах – холодильниках.

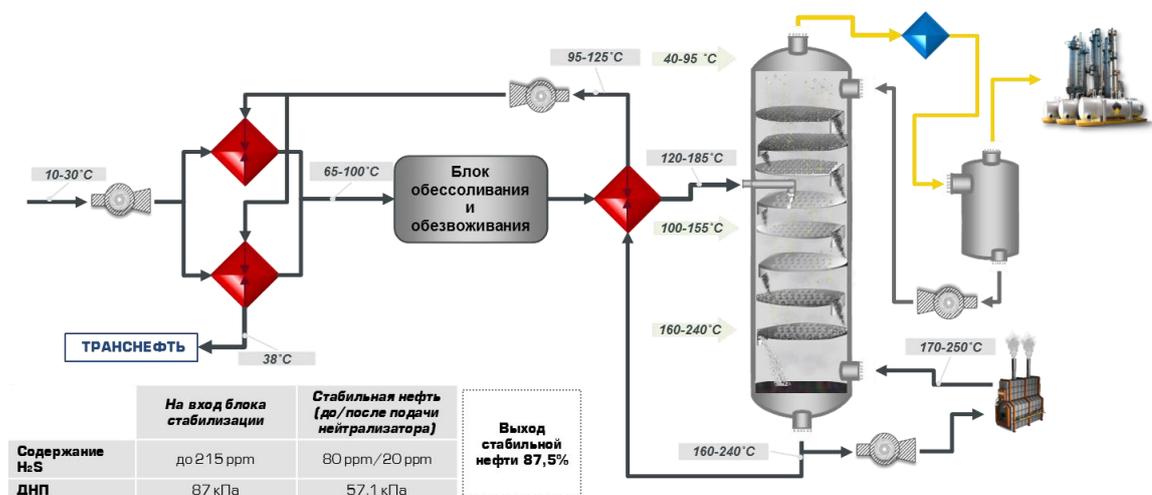


Рис. 2 – Существующая схема подготовки

Стабильная нефть проходит через вторую группу теплообменников и откачивается насосами через теплообменники первой группы в товарные резервуары. Предусмотрена возможность подачи стабильной нефти непосредственно в печи.

Горячая сепарация

Для модернизации схемы рассмотрена первая технология «горячей сепарации», по которой обезвоженная и обессоленная нефть нагревается в печи прямого нагрева и далее подвергается однократному испарению в сепараторе, где от нее отделяется широкая газовая фракция.

Для данной технологии был подобран технологический режим в программном комплексе HYSYS исходя из граничных условий по ДНП и содержанию сероводорода в товарной нефти. Параметры данного процесса представлены на рисунке 3.

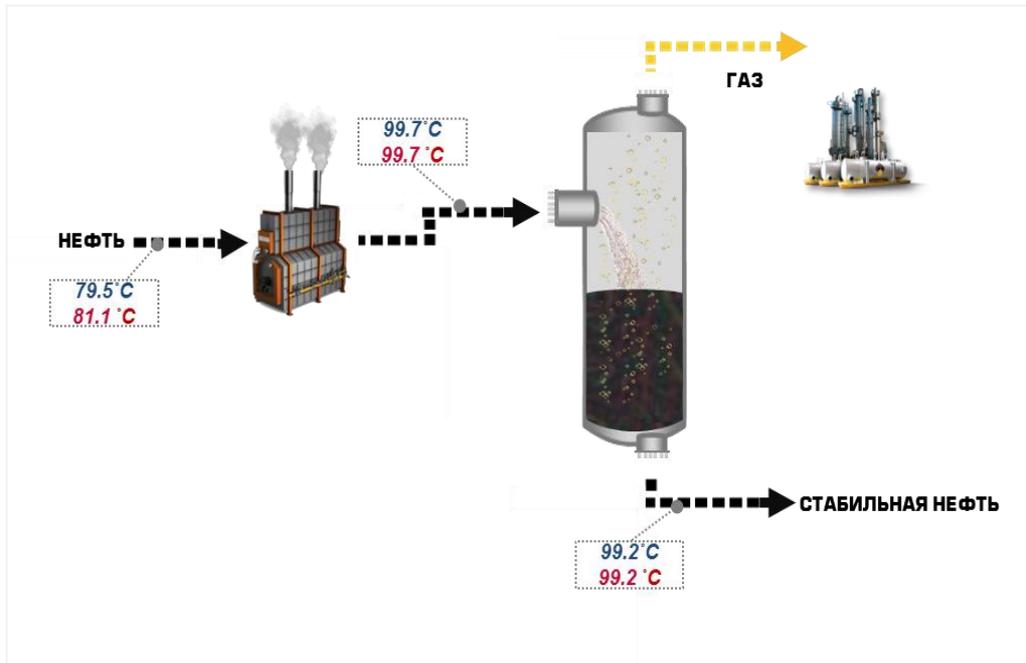


Рис. 3 – Горячая сепарация

Комбинированная схема горячей сепарации с абсорбцией и добавлением реагента

Интерпретации первой технологии является «горячая сепарация + абсорбция». Обезвоженная и обессоленная нефть также нагревается в печи прямого нагрева, подвергается однократному испарению в сепараторе, отделившаяся широкая газовая фракция, выходящая сверху сепаратора, поддается в низ абсорбера, в котором в результате абсорбции из нее извлекаются высокомолекулярные углеводороды. В качестве абсорбера используется стабильная нефть, которая поддается на верх абсорбера.

Условия для технологии «горячая сепарация + абсорбция» указаны на рисунке 4.

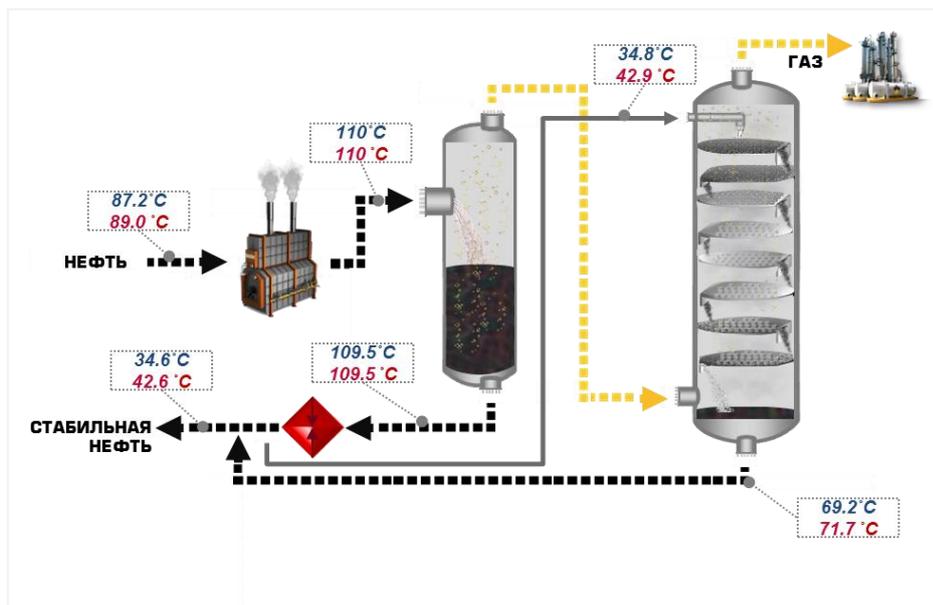


Рис. 4 – Комбинированная схема горячей сепарации с абсорбцией и добавлением реагента

Мягкая отпарка

По технологии «мягкой отпарки» обезвоженная и обессоленная нефть поддается на верх отпарной колонны. Нефть с низа колонны поступает в печь для нагрева и далее поддается в сепаратор, где из нефти отделяются пары, которые возвращаются в куб колонны для поддержания ее необходимого температурного режима, позволяя осуществить «мягкий» нагрев нефти и испарение легких нефтяных фракций. Стабильная нефть выводится с низа сепаратора.

Для данной технологии также была собрана модель в Hysys и подобран технологический режим, представленный на рисунке 5.

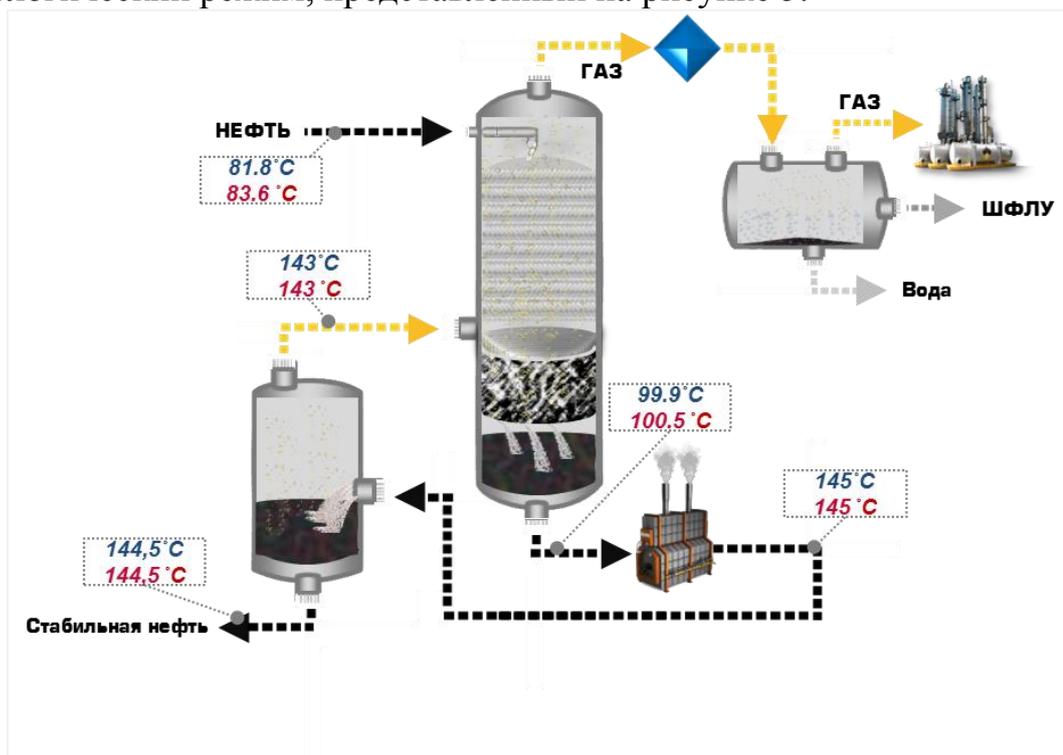


Рис. 5 – Мягкая отпарка

Одноколонная схема

По одноколонной схеме обезвоженная и обессоленная нефть нагревается в теплообменнике за счет отходящего потока стабильной нефти и поступает в питательную секцию колонны. Жидкий поток стекает сверху вниз колонны в результате подачи на верхнюю тарелку холодного орошения. В качестве него используется углеводородный конденсат, выделяющийся при охлаждении в холодильнике выходящих нефтяных паров.

Паровой поток снизу вверх создается паровым орошением, вводимым под нижнюю тарелку. В качестве горячего орошения используют часть стабильной нефти, прокаченную через печь, где происходит ее нагрев при высоких температурах с выделением паров.

Параметры технологического режима для одноколонной схемы указаны на рисунке 6.

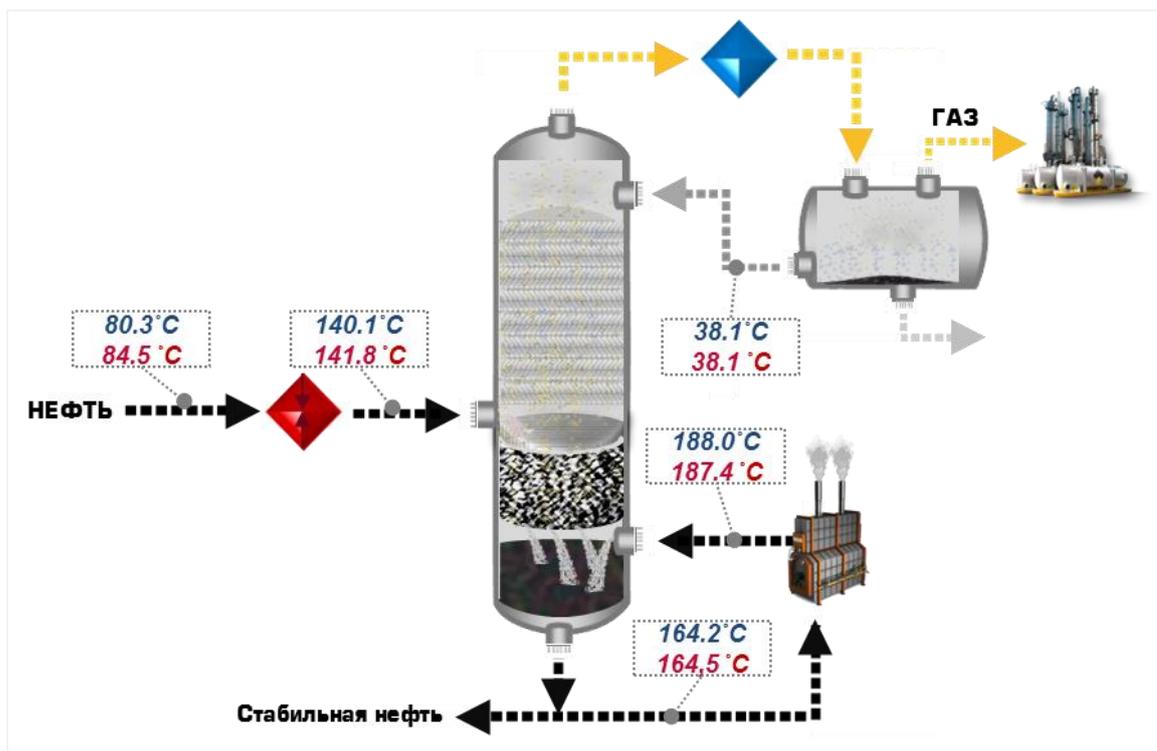


Рис. 6 – Одноколонная схема

Двухколонная схема

По двухколонной схеме обезвоженная и обессоленная нефть нагревается в печи прямого нагрева и поступает в питательную секцию колонны. Жидкий поток стекает сверху вниз колонны в результате подачи на верхнюю тарелку холодного орошения. В качестве него используется часть сырой нефти. Выходящие нефтяные пары охлаждаются в холодильнике, и в сепараторе, от них выделяется углеводородный конденсат, который повторно поддается сверху на вторую колонну, где идет остаточное отделение нефти. В качестве горячего орошения используют часть стабильной нефти, прокаченную через ребойлер, где происходит ее нагрев с выделением паров, которые поступают в качестве горячего орошения на низ второй колонны.

Для первой колонны паровой поток снизу вверх создается горячим орошением, вводимым под нижнюю тарелку. В качестве горячего орошения водяной пар.

Стабильная нефть с низа первой колонны и ребойлера поступает на блок рекуперативных теплообменников, где охлаждается за счет нагрева сырой нефти.

Для соблюдения ограничений по ДНП и содержанию сероводорода по двухколонной схеме так же были подобраны параметры для поддержания технологического режима.

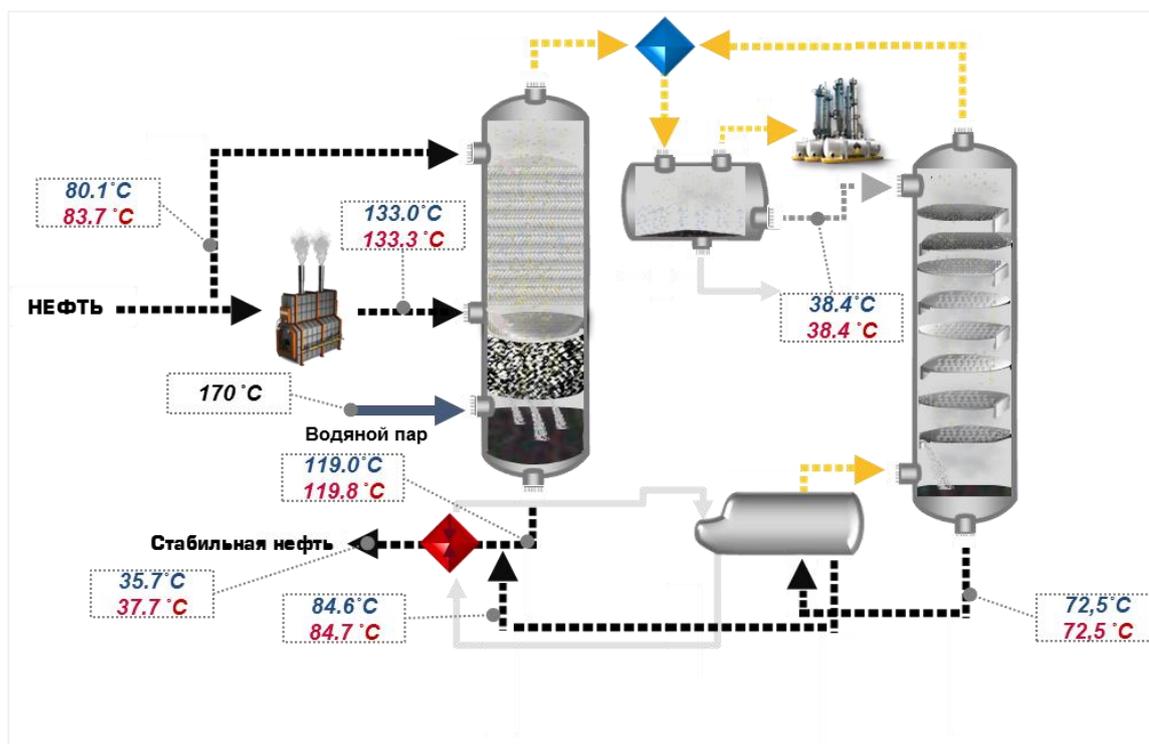


Рис. 7 – Двухколонная схема

Выбор технологии

Выбор технологии осуществляется на основании детального экономического расчета для каждого общества отдельно.

Наиболее эффективными технологиями стабилизации нефти является горячая сепарация+абсорбция, «мягкая отпарка» и двухколонная схемы при снижении потери нефти на 11%.

В результате проделанной работы можно сделать следующие выводы:

- Технологии горячая сепарация+абсорбция, мягкая отпарка, и двухколонная схема являются наиболее приоритетными при выборе схемы модернизации блока стабилизации нефти;
- Данные технологии позволяют увеличить выход стабильной нефти более 98 %;
- Имеют низкое энергопотребление.

Недостатки технологии мягкой отпарки заключаются в повышенной нагрузке на теплообменное оборудование по сравнению с другими схемами стабилизации нефти, а также высокие капитальные затраты. Одноколонная схема уступает в необходимости поддержания высокой температуры куба колонны и также имеет высокие капитальные затраты.

Таблица 1.

Сравнительный анализ технологий

Режим	Горячая сепарация		Горячая сепарация + абсорбция		Мягкая отпарка		Одноколонная схема		Двухколонная схема	
	Зима	Лето	Зима	Лето	Зима	Лето	Зима	Лето	Зима	Лето
Выход стабильной нефти, % масс.	87,61	87,61	98,86	98,68	98,69	98,68	97,88	97,92	98,73	98,74
Выход ПНГ, % масс.	12,39	12,39	0,94	1,09	0,71	0,69	1,89	1,85	0,92	0,91
Преимущества технологии	Низкие капитальные и операционные затраты		Относительно низкие капитальные и операционные затраты		Высокий выход продукта, низкие температуры нагрева нефти		Высокий выход продукта		Высокий выход продукта, низкое энергопотребление	
Недостатки технологии	Низкий выход продукта, нагрев нефти до 160-170 °С, низкое давление ПНГ на выходе с установки, высокая температура газа на выходе с установки		Низкий выход продукта, нагрев нефти до 160-170 °С, низкое давление ПНГ на выходе с установки		Высокие нагрузки на теплообменное оборудование		Необходимость поддержания высокой температуры куба колонны		Сложное управление, высокие капитальные затраты, дополнительная потребность в водяном паре	

Заключение

По результатам работы планируется создать матрицу решений, которая будет отображать зависимость параметров технологического режима для каждого варианта стабилизации нефти от параметров входящего потока, основываясь на ограничении по концентрации сероводорода и по ДНП в товарной нефти. Также планируется провести анализ применения матрицы решений на 12

Обществах. На текущий момент ключевыми Обществами для рассмотрения являются АО «Самаранефтегаз» и АО «Оренбургнефть».



Рис. 8 – Тиражирование

Подводя итог, можно сделать следующие выводы:

- Для каждого варианта технологии были подобраны термобарические условия;
- Проведена предварительная экономическая оценка вариантов технологий стабилизации нефти;
- Планируется проанализировать потребность применения матрицы решений на 12 Обществах и апробировать на АО «Самаранефтегаз» и АО «Оренбургнефть».

Список используемых источников информации:

1. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия Введ. С 01.07.2002 – Москва: Изд-во стандартов, 2002. – 7 с.
2. Годовой отчет 2019 // Стратегия "Роснефть-2022" URL: <https://www.rosneft.ru/docs/report/2019/ru/strategy.html> (дата обращения: 16.02.2021)

**АНАЛИЗ ТЕМПЕРАТУРНОГО РЕЖИМА РАБОТЫ
ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ НА ПРИМЕРЕ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ АО «САМАРАНЕФТЕГАЗ» /ANALYSIS OF
THE TEMPRATURE REGIME OF OERATION OF ELECTRIC
CENTRIFUGAL PUMPS ON THE EXAMPLE OF THE FIELDS OF
JSC "SAMARANEFTEGAZ"/.**

Грибенников О.А. o.a.gribennikov@mail.ru

Шаронов М.В.

ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара

ФГБОУ ВО «СамГТУ», г. Самара

Аннотация:

В работе представлен анализ температурного режима добывающих скважин, оснащенных электроцентробежными насосами. Установлено, что 29% добывающего фонда (по которому проводился расчет) имеют тенденцию к проявлению осложнений, вызванных солеотложениями или оплавлением кабельной линии вследствие недостаточного охлаждения скважинных насосов и перегрева

Ключевые слова: добывающая скважина, температурный режим, добыча нефти, пакер, насос

Abstract:

The paper presents an analysis of the temperature regime of production wells equipped with electric centrifugal pumps. It was found that 29% of oil wells (for which the calculation was carried out) have a tendency to manifestation of complications caused by scale deposits or flashing of the cable line due to insufficient cooling of borehole pumps and overheating.

Key words: production well, temperature regime, oil production, packer, pump

В России более 70% механизированного фонда добывающих скважин оборудованы установками электроцентробежных насосов (УЭЦН), при помощи которых отбирается свыше 80% нефти. В АО «Самаранефтегаз» основная доля добывающих скважин механизированного фонда на февраль 2021 г. эксплуатируется УЭЦН Их эксплуатация сопряжена с осложнениями, ведущими к отказу установок, при этом наиболее частой причиной, приводящей к этому, является перегрев и отложения неорганических солей, возникающих вследствие интенсивного тепловыделения, величина которого превышает теплоотвод скважинной продукцией. В состоянии работы при повышенных температурах резко сокращается наработка на отказ и увеличивается вероятность отложения неорганических солей на подвижных элементах ЭЦН, приводящих к выходу из строя насосной установки, а в ряде случаев повышенные температуры ведут к оплавлению кабельной линии. Нарушение температурного режима работы наиболее выражено в скважинах с большим газовым фактором и невысоким дебитом или в скважинах с

забойным давлением значительно ниже давления насыщения, что является характерным для многих месторождений АО «Самаранефтегаз».

Знание температурного режима работы как функции многих переменных позволило бы предпринять превентивные (предупредительные) мероприятия по оптимизации работы таких скважин, увеличить среднюю наработку на отказ и повысить технико-экономические показатели работы скважин, снизив операционные и эксплуатационные затраты. В данной статье рассматривается методика, позволяющая по данным технологического режима работы добывающих скважин рассчитать температуру на приеме насоса и демонстрируется ее применение на примере добывающего фонда скважин АО «Самаранефтегаз».

Для оценки теплового состояния потока жидкости необходимо рассчитать температуру в насосе с учетом содержания свободного газа в потоке. Температуру в насосе рассчитывали по формуле [1]:

$$T_w = T_f + \Delta T_w = T_f + \frac{P_n + C_1 \theta \cdot \Delta x}{\frac{1}{C_2} - C_1} \quad 1) \quad (1)$$

где T_w – температура в корпусе насоса; T_f – температура газожидкостной смеси на приеме насоса; ΔT_w – повышение температуры в области от приема до области полного растворения газа внутри насоса; P_n – давление насыщения нефти газом, ат; C_1 – коэффициент, учитывающий изменение давления насыщения от температуры, ат/К; θ – градиент температуры в скважине, К/м; Δx – расстояние от верхних дыр перфорации до насоса, м; C_2 – постоянная величина, введенная для упрощения расчетов, ат/К.

При выборе скважин для расчета накладывались следующие ограничения:

1. Скважина должна эксплуатироваться УЭЦН;
2. Скважина работает в постоянном режиме;
3. Скважина эксплуатирует один пласт;
4. В скважину спущен УЭЦН Российского производства (для определения напорных характеристик насоса);
5. В скважину спущен один УЭЦН;
6. В скважине отсутствует пакер.

Для анализа было выделено 5 диапазонов. Все скважины, которые имеют температуру менее 90°C, это скважины, не подверженные интенсивному солеотложению и проблем с перегревом и оплавлением кабельной линии напротив насоса не наблюдается. Свыше 90°C растворимость неорганических солей таких, как кальцит, барит, ангидрит и гипс, снижается, и, таким образом, уже будут возникать признаки солеотложений в скважине и насосе, кроме того, при температурах близких к 120°C будут наблюдаться следы перегрева кабельной линии (при условии, что удлинитель имеет предельную температуру работы 120°C). Свыше 120°C и до 160°C также

будет наблюдаться солеотложения в скважине и существует возможность как перегрева кабельной линии (если предельная температура удлинителя 160°C) или оплавления кабельной линии (если предельная температура удлинителя 120°C). Свыше 160°C основной проблемой при эксплуатации будет являться оплавление удлинителя кабеля (снижение изоляции кабельной линии до 0) при условии, что не используется термостойкий удлинитель, рассчитанный на работу при температурах до 230°C. Результаты расчета по фонду скважин (558 ед.) АО «Самаранефтегаз» по данному распределению по температуре кабельной линии напротив насоса представлены на рисунке 2.

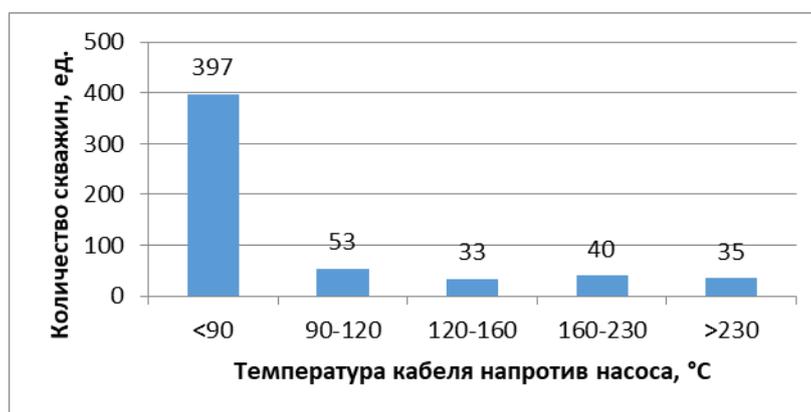


Рис. 2. Распределение рассчитанного фонда скважин по температуре кабельной линии напротив насоса

Как видно из рисунка 2, подавляющее большинство скважин (71%) работают с температурой напротив насоса менее 90°C. Скважин, которые подвержены только риску солеотложений, 53 ед. Риск оплавления кабельной линии напротив насоса (не считая солеотложение) имеют 108 скважин.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что 29% добывающего фонда (по которому проводился расчет) имеют тенденцию к проявлению осложнений, вызванных солеотложениями или оплавлением кабельной линии вследствие недостаточного охлаждения скважинных насосов и перегрева. Раннее выявление скважин с насосными установками, работающими в неоптимальной температурной области, позволит принять предупреждающие (превентивные) меры по ликвидации потенциальных аварий и улучшить технико-экономические показатели работы фонда. Разработанная программа, работающая с техническим режимом добывающих скважин АО «Самарнефтегаз» и способная быть интегрированной в него, позволит проводить проверки на предмет обнаружения скважин, работающих в неоптимальном температурном режиме.

Список используемых источников информации:

1. Гареев А.А. О температурном режиме электроцентробежного насоса// Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. - 2010. - №6. - С. 35-41.

2. Дроздов А.Н. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложненных условиях: Учеб. пособие. М.: МАКС Пресс, 2008. – 312 с.
3. Дроздов А.Н. УЭЦН с газосепаратором и без: рациональность//Нефтегазовая Вертикаль. – 2011 - №13-14. С. 128-129.
4. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. – М.: Изд. центр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2015. – 448 с.
5. Каталог «Кабели для УЭЦН» ООО НПК «Энергия».
6. Каталог оборудования «Борец», 2012 г
7. Каталог оборудования ГК «Новомет-Пермь», 2009 г
8. КАТАЛОГ ПОГРУЖНОГО ОБОРУДОВАНИЯ УЭЦН TPS-LINE " Schlumberger", 2015г.

**ПОДБОР ЭЛЕМЕНТОВ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН ДЛЯ
ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОЙ И ЭФФЕКТИВНОЙ
ДОБЫЧИ В УСЛОВИЯХ МНОЖЕСТВА ОСЛОЖНЕНИЙ
/SELECTION OF WELL COMPLETION ELEMENTS TO ENSURE
LONG-TERM AND EFFICIENT PRODUCTION IN CHALLENGED
ENVIRONMENT/.**

*Литвин А.Т. LitvinAT@sannipi.rosneft.ru
ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара*

Аннотация

В работе рассматриваются три основных технологических решения, на примере работы с Западно-Сибирским месторождением: гравийная набивка и разные типы скважинных фильтров для борьбы с выносом песка, а также автономные устройства контроля притока для предотвращения преждевременного прорыва воды или газа. Данные технологические решения позволяют избежать эрозию погружного и поверхностного оборудования, образование песчаных пробок, накопление песка в системах сбора и подготовки нефти, невыполнение проектных показателей добычи нефти ввиду преждевременной обводнённости и прорыва газа. И самое главное – потерю скважины.

Ключевые слова: Заканчивание скважин, пескопроявление, газовая шапка, подстилающая вода, скважинные фильтры, устройства контроля притока, гравийная набивка.

Abstract

The paper discusses three main technological solutions, using the example of working with the West Siberian Field: gravel pack and different types of well screens to control sand production, as well as autonomous inflow control devices to prevent premature breakthrough of water or gas. These technological solutions allow avoiding the erosion of submersible and surface equipment, the formation of

sand plugs, the accumulation of sand in gathering and treatment systems, failure to meet the project targets for oil production due to premature water cut and gas breakthrough. And the most important thing is the loss of the well.

Keywords: well completions, sand production, gas cap, well screens, inflow control devices, gravel pack.

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день существует большое множество нефтяных месторождений с проблемой выноса песка, массивной газовой шапкой, подстилающей водой и высокой вязкостью целевого добываемого флюида. Зачастую эти проблематики встречаются отдельно, однако также существуют месторождения со всеми перечисленными осложнениями.

Повышенное пескопроявление грозит эрозией погружного и поверхностного оборудования, образованием песчаных пробок, обрушением породы и накоплением песка в системах сбора. Риск преждевременного прорыва воды и массивная газовая шапка являются угрозой невыполнения проектных показателей добычи нефти. Высокая вязкость нефти влияет на показатели добычи, содержание большого количества асфальтеносмолопарафиновых веществ (АСПВ). Вышеперечисленные осложнения должны учитываться еще на этапе заканчивания скважин для обеспечения продолжительной и эффективной работы эксплуатационного фонда.

Системы предотвращения песка

На сегодняшний день существует три основных варианта фильтрующих элементов при заканчивании скважин: гравийная набивка в открытом стволе, GeoFORM и различные варианты скважинных фильтров.

В зависимости от экономики проекта и расчетных уровней добычи – подбирается более дешевый или дорогой вариант, где дешевый это скважинные фильтры, а дорогой – гравийная набивка или GeoFORM. Однако помимо самой главного минуса – дороговизны, у гравийной набивки и технологии GeoFORM существуют и другие весомые аргументы против их применения. В случае гравийной набивки это необходимая инфраструктура для мобилизации оборудования. – Не всегда возможно осуществить подвоз оборудования наземным транспортом ввиду отсутствия автотранспортных дорог, а отдельные элементы оборудования могут весить десятки тонн, что сильно осложняет транспортировку воздушным способом, так как это сильно влияет на конечную стоимость проекта. Помимо этого гравийная набивка является сложной технологической операцией для которой необходим специально обученный персонал. При реализации данной технологии совместно с автономными устройствами контроля притока (АУКП) ощутимо уменьшается «упаковка» гравием, что также влияет на риск эффективности такого дорогостоящего мероприятия как гравийная набивка.

Технология GeoFORM на сегодняшний день реализуется всего одной нефтесервисной компанией и является самой дорогостоящей, если опираться на технико-коммерческие предложения, которые были отправлены под

конкретный объект на Западной Сибири. На сегодняшний день очень трудно оценить данную технологию по причине отсутствия данных в открытом доступе о тестировании данной технологии на опытно-промышленных участках. Однако в отличие от гравийной набивки данная технология не имеет проблем с логистикой и легко сочетается с АУКП. Минусами данной технологии являются невозможность позонной изоляции и необходимость тестирования фильтрующего элемента на совместимость с агрессивными веществами и выдержка в высокотемпературных условиях, так как фильтроэлемент данной технологии – полимер.

Скважинные фильтры – это самая дешевая и самая распространенная по частоте применения технология. Существует большое множество видов скважинных фильтров: щелевые, проволочные, расширяемые, сетчатые, премиальные, с гравийной набивкой, FacsRite и другие менее известные. Основным минус скважинных фильтров — это риск закупоривания, которыйкратно увеличивается при неправильном подборе фильтрового элемента. Более того риск неправильного подбора может иметь обратный эффект с некачественным задержанием частиц песка и проблемой выноса частиц на поверхность.

Подбор конкретной технологии по предотвращению песка на основании опыта месторождения-аналога и конкретных минусах, и преимуществах технологии – невозможен, так как конечное заключение возможно только на основании симуляционных и лабораторных тестирований. В свою очередь это является также проблемой на сегодняшний день так как не всегда возможно осуществление симуляционных работ собственными силами. Проведение лабораторных работ по тестированию также осложняется, так как все это невозможно до заключения конкретных договорных обязательств и требует дополнительных экономических нагрузок на полномасштабный проект разработки.

Автономные устройства контроля притока

На сегодняшний день существует устоявшийся алгоритм подбора типа устройств контроля притока. Пассивные устройства контроля притока применяются при условии вязкости нефти $\sim 1,5$ сП и необходимости ограничения притока воды, при условии необходимости ограничения газа они не применимы. Автономные устройства контроля притока применяются при более высоких вязкостях нефти и способны ограничивать приток как воды, так и газа.

Главными критериями оценки АУКП являются: эффективность ограничения нецелевого флюида, эрозионная стойкость, цена, отсутствие предрасположенности к забиванию, сохранение эффективной работы при больших вязкостях целевого флюида (нефти).

Существует четыре основных вида АУКП: диодного типа, с левитирующим диском, с пилотной трубкой и циклонного типа (рис. 1).

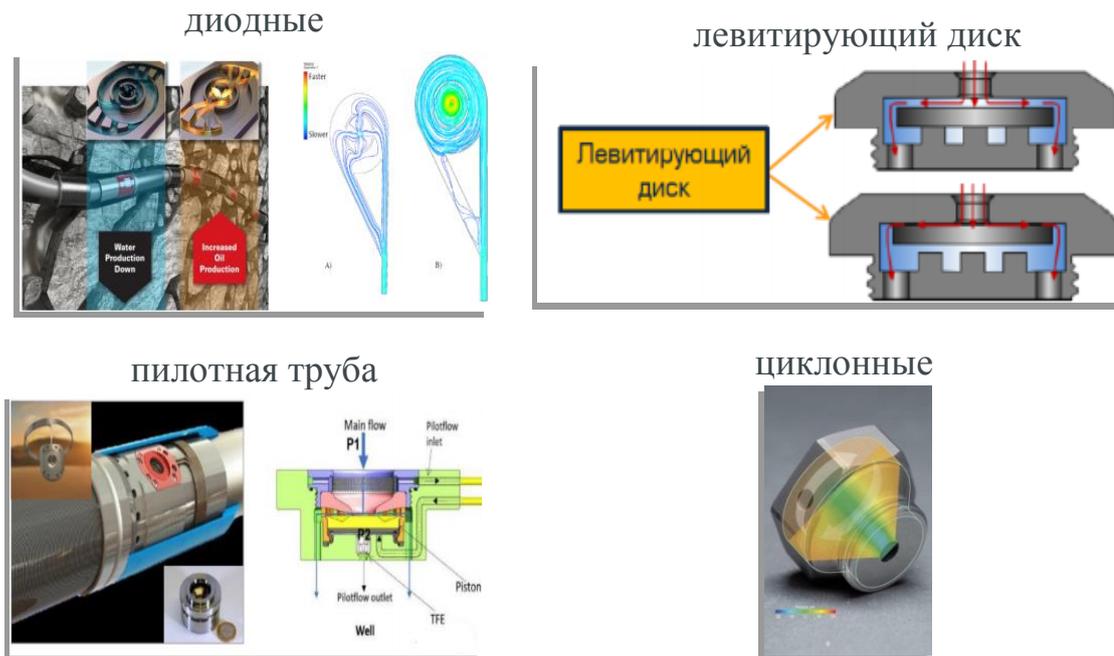


Рис. 1 – Существующие автономные устройства контроля притока [1,2,3,4]

Главным критерием оценки АУКП является эффективность работы по прямому назначению. Одним из возможных способов оценки данного критерия является запрос у поставщика графиков, отображающих сопротивление при разном расходе. По заявлениям производителей, наибольшая эффективность на сегодняшний день достигается устройствами АICV – с пилотной трубкой, однако применяемые решения будут сильно зависеть от себестоимости, т.к. АУКП с пилотной трубкой являются наиболее дорогим решением.

Помимо целевого назначения АУКП необходимо понимать, что при наличии проблемы с выносом песка нужно учитывать способность продолжения эффективной работы – наличие эрозийной стойкости и отсутствие рисков к закупориванию устройства песком. К забиванию песком могут быть подвержены устройства с левитирующим диском, а также устройства с пилотной трубкой. Риску эрозии наиболее подвержены устройства диодного типа, так как при незначительных изменениях геометрии – поведение устройства и его предсказуемость работы будут сильно усложняться в худшую сторону.

Автономные устройства циклонного типа являются одними из первых, которые появились на рынке, имеют лучшие показатели эрозивной стойкости и отсутствия предрасположенности к забиванию, однако имеют наиболее худшие показатели ограничения нежелательных флюидов.

Выводы

1. Проектирование заканчивания скважин в осложненных условиях является важным этапом для обеспечения наиболее продолжительной и эффективной добычи нефти;

2. Самый легко реализуемый и дешевый вариант борьбы с пескопроявлением – скважинные фильтры. Наиболее эффективные, но дорогие – гравийная набивка и GeoFORM;
3. Качественный подбор фильтровых элементов возможен только по результатам лабораторных исследований. Конечный выбор также зависит от экономики проекта и уровней добычи, т.к. более дорогие варианты на низкодебитных скважинах могут быть не окупаемыми;
4. Выбор типа автономного устройства контроля притока также зависит от полномасштабного проекта разработки, экономического аспекта, наличия иных осложнений по типу высокой вязкости нефти и выноса песка.

Список используемых источников информации:

1. <https://www.slb.com>;
2. <https://www.halliburton.com>;
3. <https://www.bakerhughes.com>;
4. <https://www.inflowcontrol.no>;

**ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАКАЧКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО
РАСТВОРИТЕЛЯ НА РАЗЛИЧНЫХ ЭТАПАХ ТЕХНОЛОГИИ
SAGD /EVALUATION OF INJECTION EFFICIENCY
HYDROCARBON SOLVENT AT VARIOUS STAGES OF THE SAGD
TECHNOLOGY/.**

Терентьев А.А.

Литвин А.Т. LitvinAT@samnipi.rosneft.ru

ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара

Аннотация

В работе представлены результаты оценки эффективности закачки углеводородного растворителя на различных этапах технологии парогравитационного дренирования. Установлено, что предварительная закачка растворителя в различных объемах от 25 до 100 м³ позволяет обеспечить приемистость нагнетательных скважин по пару на 3 месяца раньше, чем при использовании предварительного предпрогрева паром циркуляцией через межтрубное пространство скважины.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, термические методы, повышение нефтеотдачи, закачка пара, закачка растворителя, нагнетательная скважина

Abstract

The paper presents the results of evaluating the efficiency of injection of a hydrocarbon solvent at various stages of the technology of steam-gravity drainage. It has been established that preliminary injection of the solvent in various volumes from 25 to 100 m³ makes it possible to ensure the injectivity of injection wells by

steam 3 months earlier than when using preliminary heating with steam by circulation through the annular space of the well.

Key words: heavy oil, thermal methods, enhanced oil recovery, steam injection, solvent injection, injection well

Целью данной работы является оценка эффективности применения реагентов-растворителей на первой стадии добычи высоковязкой нефти с использованием технологии парогравитационного дренирования.

Тепловые методы увеличения нефтеотдачи представлены достаточно широким рядом технологий. В ряде преимуществ тепловых методов представляется возможным отметить – высокую прогнозируемую нефтеотдачу и относительно простое применение. Одним из условий является наличие на объекте достаточно мощного (не менее 2 метров) продуктивного интервала с высокой проницаемостью по вертикали. Продуктивный пласт с низкой проницаемостью будет плохо принимать пар или горячую воду, следовательно, прогрев коллектора будет длительным с неравномерным охватом. Наличие каналов и трещин с высокой проницаемостью также может способствовать быстрому прорыву пара от нагнетательных к добывающим скважинам. Это также приводит к недостаточному прогреву пласта нагнетаемым агентом. В России широкое применение тепловых способов увеличения нефтеотдачи осуществлено на таких месторождениях как Ярегское, Ашальчинское, Усинское и др. За рубежом тепловые методы получили распространение на месторождениях, расположенных в Канаде (провинция Альберта) и США (Dusseault et al., 2001, Высоцкий и др., 1990).

Одной из наиболее эффективных и технологичных на сегодняшний день считается технология парогравитационного дренирования - Steam-Assisted Gravity Drainage (SAGD). На рисунке 1 изображен технологический процесс. Добыча по технологии SAGD требует бурения 2 параллельных скважин с горизонтальным окончанием. Через верхнюю скважину производится нагнетание пара в продуктивный пласт, формируется прогретая область (паровая камера). На границах камеры пар конденсируется, разогревая пластовые флюиды, вследствие чего увеличивается температура нефти и снижается её вязкость. Впоследствии сконденсированная вода и подвижная высоковязкая нефть под силой тяжести перемещаются к добывающей скважине, пробуренной ниже в том же продуктивном пласте.

Обычно SAGD возможно разделить на три ярко выраженных этапа: циркуляция пара для предпрогрева пласта; добыча нефти (парогравитационное дренирование) и завершающий этап.

Начальная циркуляция пара в нагнетательной скважине (первая фаза) нацелена на увеличение подвижности высоковязкой нефти и создание между нагнетательной и добывающей скважинами дренируемого объема. Отмечается, что первый этап в виде закачки пара в нагнетательную и добывающую скважины может длиться до 90 дней.

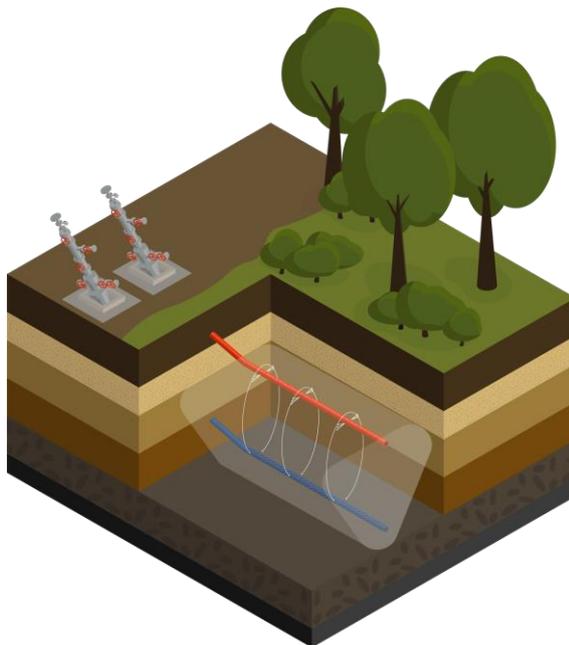


Рис. 1 - Пример схемы расположения и конструкции скважин при добыче высоковязкой нефти методом парогравитационного дренирования SAGD

Последующий этап в традиционном виде представляет собой закачку пара и добычу нефти с целью создания разогретой паром зоны над добывающей скважиной и прогревом всего возможного объема в границах охваченной дренажем области. Длительность второго этапа такого процесса является индивидуальной для каждого объекта с высоковязкой нефтью. На данном этапе осуществляется добыча высоковязкой нефти из добывающей скважины и подача пара в нагнетательную скважину. На заключительном этапе последовательно выполняются операции по уменьшению количества подаваемого пара и использования вспомогательных контуров нагнетания.

Технология SAGD применяется обычно в условиях небольшой глубины залегания продуктивного пласта-коллектора, в залежах, представленных песчаником или битуминозным песком, которым свойственна хорошая высокая вертикальная и горизонтальная проницаемость (Medina et al., 2010).

При имеющейся эффективности технологии SAGD многие компании стремятся усовершенствовать данную технологию. Эффективность внедрения технологии парогравитационного дренирования наиболее часто оценивается по паронефтяному отношению. Данный показатель характеризует объем пара, необходимый для извлечения одной тонны нефти. Основной целью при проектировании технологии SAGD является минимизация паронефтяного отношения, при этом значение от 2 до 3,5 тонн пара на 1 тонну нефти является показателем эффективной работы данной технологии.

Одним из основных осложнений при начале закачки пара в нагнетательную скважину SAGD в условиях терригенного коллектора со сверхвязкой нефтью является низкая приемистость. Традиционно, для обеспечения приемистости

используется предварительный прогрев паром забоя скважины и последующий отбор горячей воды или пара через затрубное пространство.

В качестве альтернативы предварительному прогреву паром предлагается закачка ароматического реагента-растворителя для обеспечения достаточной приемистости скважины. Проведены расчеты на модели реального пласта. Исследовано взаимовлияние блоков скважин SAGD друг на друга в условиях закачки реагента-растворителя.

Для моделирования был выбран ароматический реагент-растворитель, полностью совместимый с высоковязкой нефтью продуктивного пласта-коллектора. В данном случае основная задача применяемого реагента – это снижение вязкости высоковязкой нефти. При этом растворитель при смешивании с нефтью не должен вызывать появление осадка (например, асфальтенов).

Численное моделирование выполнено на секторной модели пласта-коллектора с размещенными скважинами SAGD (3 пары скважин). В таблице 1 представлены основные геолого-физические свойства выбранного объекта, физико-химические свойства нефти и тепловые свойства горных пород.

Таблица 1

Геолого-физические и тепловые свойства пласта-коллектора и физико-химические свойства нефти в пластовых условиях

Параметр	Значение
Коэффициент пористости, %	24,2
Проницаемость, мкм ²	0,736
Вязкость нефти, мПа·с	12450
Плотность нефти, г/см ³	0,97
Теплопроводность породы пласта-коллектора, Вт/м*К	7,03
Теплопроводность нефти, Вт/м*К	0,093
Объемная теплоемкость минеральной матрицы песчаников битумонасыщенных, МДж/(м ³ ·К)	2,21
ТКЛР, α, 10 ⁻⁶ °С ⁻¹	11,8
Коэффициент термического расширения нефти, 1/°С	6,3
Коэффициент вытеснения β, доли ед.при температуре Т, °С:	
100	0,48
220	0,643
Содержание воды в нефти, % масс.	3,8
Содержание смол и асфальтенов, % масс.	32,5

Геолого-технические мероприятия по увеличению приемистости с применением реагента-растворителя моделировались путем предварительной закачки различных объемов реагента в среднюю (вторую) нагнетательную скважину. Моделирование закачки растворителя в соседние нагнетательные скважины не осуществлялось, на обеспечение их приемистости по пару

путем проведения предварительного прогрева необходимо 3 месяца. Краткие результаты расчетов отмечены в таблице 2.

Таблица 2

Результаты моделирования по различным сценариям начала добычи

Варианты	Накопленная добыча нефти на конец 5 года по трем добывающим скважинам, м ³	Накопленная закачка пара на конец 5 года по трем нагнетательным скважинам, м ³	Накопленное ПНО на 5-й год по трем добывающим скважинам, м ³ /м ³	Накопленная добыча нефти на конец 10 года по трем добывающим скважинам, м ³	Накопленная закачка пара на конец 10 года по трем нагнетательным скважинам, м ³	Накопленное ПНО на 10-й год по трем добывающим скважинам
Предварительный прогрев паром и последующая закачка пара	14390	51448	3,58	34762	122938,1	3,54
Предварительная закачка растворителя 25 м ³ и закачка пара	23138	75885	3,28	47448	166148,2	3,50
Предварительная закачка растворителя 50 м ³ и закачка пара	25333	78180	3,09	48057	162637,7	3,38
Предварительная закачка растворителя 75 м ³ и закачка пара	27846	85146	3,06	50517	171695,1	3,40
Предварительная закачка растворителя 100 м ³ и закачка пара	26250	81633	3,11	50716	171758,4	3,39

1. Гидродинамическое моделирование показало, что предварительная закачка ароматического реагента-растворителя в нагнетательную скважину второго элемента позволяет обеспечить необходимую приемистость и уменьшить срок начала подачи пара в продуктивный пласт на 3 месяца. При этом такая технологическая операция отличается простотой реализации с применением стандартного нефтепромыслового оборудования для обработки призабойных зон пласта химическими реагентами.

2. Для данного рассмотренного объекта не подтверждена гипотеза о негативном влиянии закачки реагента-растворителя на показатели эффективности извлечения высоковязкой нефти с применением термического воздействия на пласт по технологии SAGD.
3. Установлено, что закачка реагента-растворителя в нагнетательную скважину второго элемента положительно влияет на добычу в целом по объекту. За период в пять лет наибольшую накопленную добычу нефти показал вариант с закачкой 75 м³ растворителя в центральную нагнетательную скважину. За период в 10 лет отмечается, что накопленная добыча по 4 вариантам с применением реагента-растворителя имеет тенденцию к выравниванию. Таким образом, для данного случая нет необходимости увеличивать расходы на закачку с 75 до 100 м³ ароматического реагента-растворителя.
4. Все рассмотренные варианты закачки ароматического реагента растворителя (25, 50, 75 и 100 м³) в нагнетательную скважину центрального элемента SAGD позволяют повысить накопленную добычу нефти относительно базового варианта. При этом наблюдается увеличение накопленной закачки пара.

Список используемых источников информации:

1. Dusseault M. B. 2001. Comparing Venezuelan and Canadian heavy oil and tar sands. Paper presented at the Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada.
2. Medina M. 2010. SAGD: R&D for Unlocking Unconventional Heavy-Oil Resources. *The Way Ahead*. Vol.6, №2, p. 9.
3. Высоцкий И.В., Высоцкий В.И., Оленин В.Б. Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран. Учебник для вузов. – М.: Недра, 1990. – 405 с.
4. Terentiyev A.A. et al. Wait or get the oil: how SAGD technology implementation options will vary future production. Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Petroleum Technology Conference 2020, RPTC 2020

**ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА
ТЕРРИГЕННЫЕ КОЛЛЕКТОРА КИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ НА
ОСНОВЕ ОРГАНИЧЕСКИХ И НЕОРГАНИЧЕСКИХ КИСЛОТ
/FILTRATION STUDIES OF THE IMPACT OF ACID
COMPOSITIONS BASED ON ORGANIC AND INORGANIC ACIDS
ON TERRIGENOUS RESERVOIRS/.**

Воробьев С.В. ceo@inipe.com

Куликов Д.Н., Воробьева Е.В.

ЧОУ ДПО «МИПО», г. Самара

ТОО «ОРИЕНТ ТЕРРА», г. Кызылорда

ФГАОУ ВО «СамНИУ имени академика С.П. Королева», г. Самара

Аннотация

Настоящая статья посвящена физическому моделированию процесса обработки призабойной зоны скважин нефтегазового месторождения. Рассмотрены фильтрационные исследования кислотных составов на основе органических и неорганических кислот. Даны рекомендации по применению кислотных композиций на коллекторах мелового возраста.

Ключевые слова: кислотный состав, фильтрационные исследования, повышение продуктивности скважин, призабойная зона пласта.

Abstract:

This article is devoted to the physical modeling of the processing of the bottom-hole zone of oil and gas field wells. Filtration studies of acid compositions based on organic and inorganic acids are considered. Recommendations for the use of acid compositions on field reservoirs of Cretaceous age are given.

Key words: composition, filtration studies, increasing the productivity of wells, bottom-hole formation zone.

Необходимость совершенствования технологий химической стимуляции скважин в низкопроницаемых глинизированных коллекторах связана с низкой эффективностью применяемых на сегодняшний день, кислотных составов.

Объектом исследований явились отложения продуктивной части мелового возраста, которые имеют аллювиальное происхождение. Породы-коллекторы представлены песчаниками средне-мелкозернистыми и мелкозернистыми, алевроитовыми, слабосцементированными, с небольшим содержанием (до 7%) кальцитового цемента. Тип коллектора определен как поровый. Фото образцов керна представлена на рисунке 1.



Рис. 1. Визуализация образцов кернового материала

В качестве пластовых флюидов использовалась изовязкозная модель нефти, при пластовой температуре 50 °С вязкость составляла 1,75 мПа·с. При создании в кернах остаточной водонасыщенности использовали пластовую воду, с вязкость 0,42 мПа·с.

Эксперименты проводили на фильтрационной установке, сконструированной на базе стандартной УИПК, которая моделирует пластовые условия, позволяя поддерживать необходимые значения давления и температуры, а также контролировать расход закачиваемых композиций химических реагентов, нефти и воды, фильтрующихся через модель пласта. Исследования проводились на естественном керновом материале в типичных термобарических условиях, соответствующих меловым отложениям. Перед исследованием образцы керны были проэкстрагированы спиртобензольной смесью и отмыты от солей дистиллированной водой. Характеристика кернов модели пласта представлена в таблице 1.

Таблица 1

Параметры образцов керна

№ п/п	Образец	L обр., см	D обр., см	V обр., см ³	V пор, см ³	Пористость, m, %
1	образец 1	3.05	2.80	18.77	3.01	16.08
2	образец 2	2.62	2.80	15.08	2.43	16.14

Для оценки влияния интенсифицирующих составов на основе органических и неорганических кислот использовались следующие композиции, представленные в таблице 2.

Таблица 1

Параметры кислотных составов

№ п/п	Название	Состав
1	Кислотная композиция на основе неорганических	HCL - 12 масс.%, HF – 1,5 масс.% Ингибитор коррозии PROD Si-300 0,5 масс.% Неонол АФ ₉₋₁₂ в количестве 0,5 масс.%.

	КИСЛОТ	
2	Кислотная композиция на основе органических кислот	CH_3COOH - 13 масс.%, HCOOH - 9 масс.%, HF – 1,5 масс.% Ингибитор коррозии PROD Ci-300 0,5 масс.% Неонол АФ ₉₋₁₂ в количестве 0,5 масс.%

Моделирование процесса фильтрации кислотных составов проводили в соответствии со следующей схемой:

- после создания остаточной водонасыщенности равной 35 %, прокачивали нефть в количестве 5 поровых объемов, затем закачивали кислотный состав в количестве 5 поровых объемов, затем закачивали нефть до стабилизации перепада давления.

Результаты фильтрационных исследований представлены на рисунках 2, 3. Динамика фильтрации кислотного состава на основе неорганических кислот показана на рисунке 2.

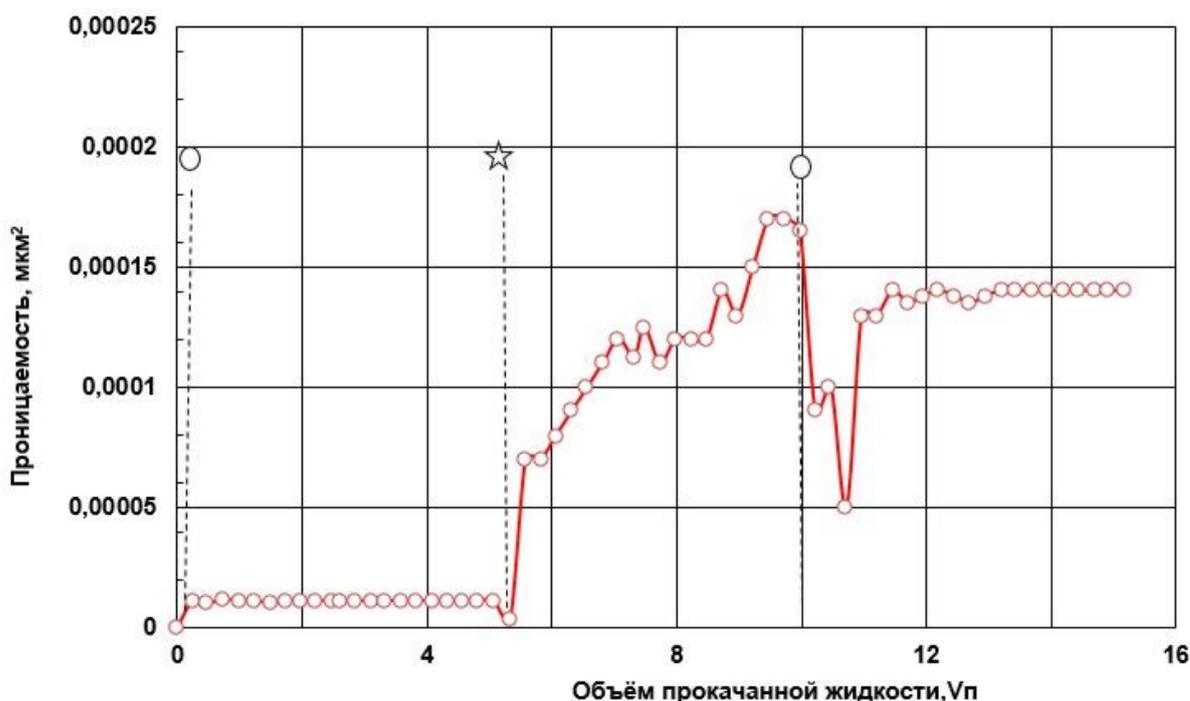


Рис. 2. Динамика фильтрации кислотного состава на основе неорганических кислот

Динамика фильтрации кислотного состава на основе органических кислот показана на рисунке 3, а визуализация образцов керна после кислотной обработки представлена на рисунке 4.

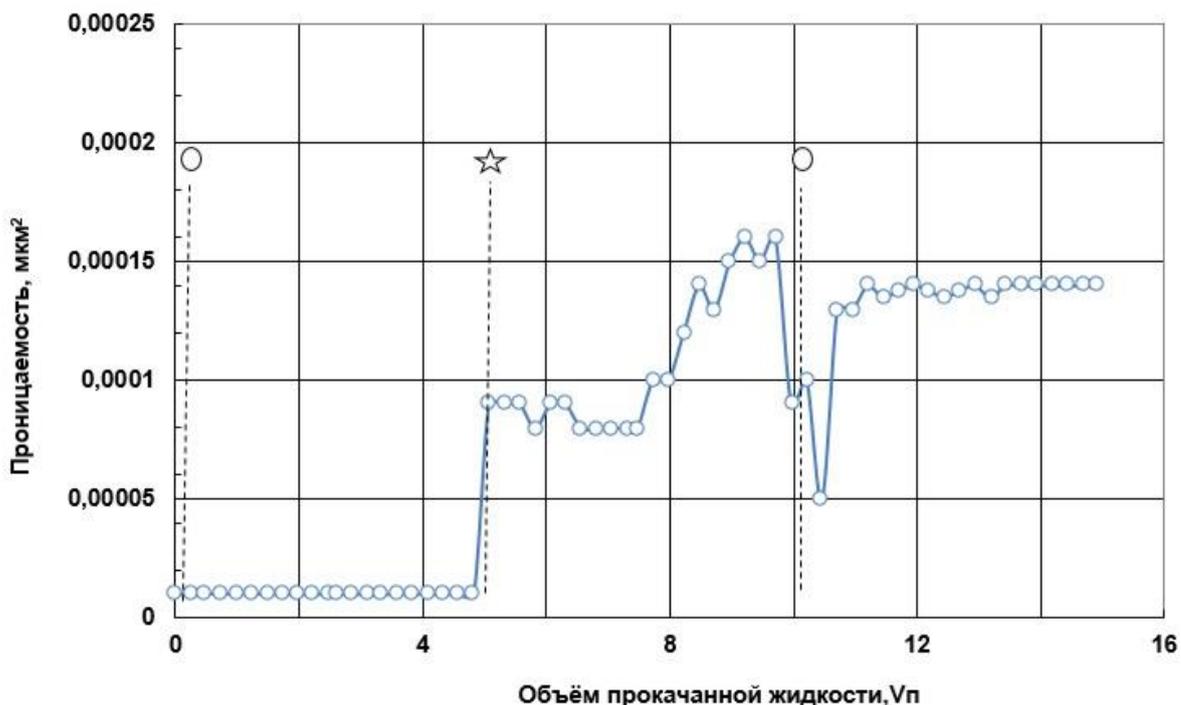


Рис. 3. Динамика фильтрации кислотного состава на основе неорганических кислот



а) керн обработан

неорганической кислотой



б) керн обработан

органической кислотой

Рис.4. Визуализация поверхностей кернового материала после кислотного воздействия

Визуализация поверхностей кернового материала до и после кислотной обработки при сравнении составов на основе органических и неорганических кислот, показала следующее: в силу низкого темпа закачки и высокой скорости взаимодействия кислотного состава на основе неорганических кислот происходит интенсивное растворение торцевой поверхности образца керна рис. 4. а. Это обстоятельство подтверждает и динамика закачки показывающая рост проницаемости с поступления первого объема кислотной

композиции, представленная на рис. 2. Растворению подвержена вся торцевая поверхность керна при взаимодействии состава на основе неорганических кислот, в отличие, от взаимодействия смеси органических кислот, где растворению подвержены небольшие участки торцевой поверхности – рис .4. б. Динамика закачки подтверждает пролонгирующее действие кислотных композиций на основе органических кислот. Проницаемость образца кернового материала стала увеличиваться, только после прокачки 3 объемов порового пространства, что показывает более глубокую обработку призабойной зоны продуктивного коллектора. Итоговое значение изменение проницаемости для данных исследований см. рис 2, 3, и сопоставляя их результаты по проницаемости, то значительных изменений итоговой проницаемости образца не наблюдается.

Выводы:

1. Проведенные фильтрационные исследования кислотных составов на основе органических и неорганических кислот показали одинаковую эффективность (с точки зрения увеличения фазовой проницаемости) для продуктивной части мелового возраста.
2. Применение кислотных составов на основе неорганических кислот обоснованно использованием более глубокой обработки продуктивного пласта.
3. При проведении фильтрационных исследований не выявлена диспергация глинистой составляющей продуктивного коллектора под действием соляной кислоты.

Список используемых источников информации:

1. Методическим указаниям компании «Роснефть» по химической обработке призабойной зоны пласта добывающих скважин № П1-01.03М – 0016 утвержденные приказом № 188 от 25.04.2011.
2. Методическое руководство по освоению и повышению производительности скважин в карбонатных коллекторах М.: ВНИИ, 1980, с.243 РД 39-1-442-80.

ОБУСТРОЙСТВО МЕСТОРОЖДЕНИЙ СО СВЕРХВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ СЕРОВОДОРОДА И УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА /IMPROVEMENT OF OIL FIELDS WITH ULTRA-HIGH LEVEL OF HYDROGEN SULFIDE AND CARBON DIOXIDE/.

*Митина В.С. MitinaVS@samnipi.rosneft.ru
ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара*

Аннотация

Одной из перспектив развития добычи в Волго-Уральском регионе является разработка месторождений с ТРИЗ. Продукция подобных месторождений
Сборник материалов Всероссийской научно-практической конференции
«Актуальные вопросы и инновационные решения в нефтегазовой отрасли»

характеризуется такими осложнениями как высокая вязкость и сверхвысокое содержание сероводорода и углекислого газа в ПНГ свыше 7% и 10% соответственно.

В работе рассматриваются технологии обустройства месторождений со сверхвысоким содержанием сероводорода и углекислого газа. Проведено исследование Российского рынка и технологий подготовки ПНГ со сверхвысоким содержанием кислых компонентов.

Ключевые слова: обустройство месторождений, сероводород, сероочистка, сверхвысокое содержание сероводорода и углекислого газа

Abstract

One of the prospects for the development of production in the Volga-Ural region is the development of HTRR. The production of such fields is characterized by such complications as high viscosity and ultra-high content of hydrogen sulfide and carbon dioxide in APG over 7% and 10%, respectively.

The paper considers technologies of development of fields with an ultra-high level of hydrogen sulfide and carbon dioxide. A research of the Russian market and technologies for the preparation of APG with an ultra-high content of acidic components was conducted.

Keywords: field infrastructure development, hydrogen sulfide, desulfurization, ultra-high content of hydrogen sulfide and carbon dioxide

На территории Самарской области располагаются свыше 300 месторождений нефти и газа. Первая промышленная нефть на территории Самарской области была получена в 1936 году. Пиковая добыча нефти пришлась на 1972 год. На данный момент большая часть месторождений находится на 4 стадии разработки. Перспективой развития добычи в регионе может стать разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Разработка ЛУ с подобными запасами может привести к увеличению добычи нефти и газа на 30% и 150% соответственно.

Физико-химические исследования на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами в Самарской области показали сверхвысокое содержание сероводорода и углекислого газа в ПНГ (свыше 7% и 10%). Был проведен анализ месторождений: рассмотрено более 1000 пластов, и лишь в 0.9% содержание сероводорода было выше 7%.

Основной целью работы является подбор технологий для наземного обустройства месторождений со сверхвысоким содержанием сероводорода и углекислого газа. Для достижения поставленной цели был проанализирован российский рынок технологий подготовки ПНГ.

На данный момент на российском рынке представлены следующие технологии: адсорбционная очистка, прямое каталитическое окисление, аминовая очистка, метод жидкофазного окисления, мембранные методы.

Технология адсорбционной очистки газа основана на селективном извлечении сероводорода твердыми поглотителями – адсорбентами. Широко используется в промышленных процессах для тонкой очистки газов от

сероводорода, диоксида углерода и сероорганических соединений. В качестве адсорбентов наибольшее распространение нашли активные угли. На Рисунке 1 представлена схема технологии.

Основными плюсами технологии являются: простота и надежность, практически полное удаление сероводорода и легких меркаптанов и легкость регенерации адсорбентов.

Из минусов можно выделить: высокие эксплуатационные затраты и необходимость утилизации значительных количеств отработанных реагентов.

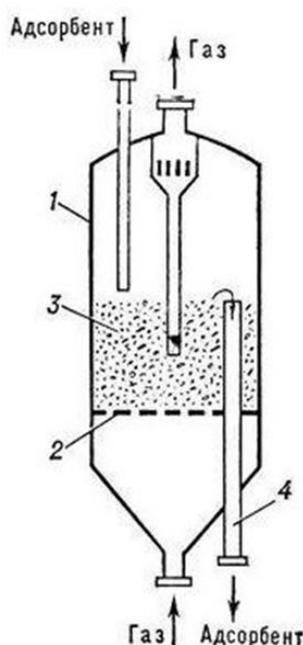


Рис. 1 - Технология адсорбционной очистки

Прямое каталитическое окисление. Технология основана на одностадийном процессе окисления сероводорода до элементарной серы. Основой технологии является реактор прямого окисления сероводорода. Реакция проходит при контакте газо-воздушной смеси с гранулами катализатора при больших температурах. На Рисунке 2 представлена схема технологии.

Плюсом технологии является конверсия сероводорода в серу высокой чистоты, со значительным выделением тепловой энергии.

Из минусов можно выделить высокую сложность и стоимость оборудования и необходимость дополнительной очистки и переработке хвостовых газов.

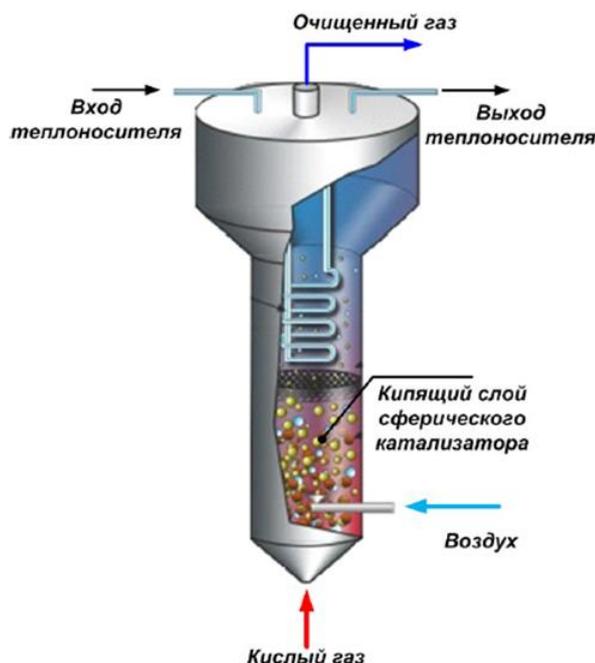


Рис. 2 - Технология прямого каталитического окисления

Аминовая очистка. Газообразные сероводородные примеси растворяются в активном жидком веществе. В итоге кислые газы переходят в жидкую фазу. Затем выделенные компоненты удаляют путем отпаривания (десорбции). Применение аминового сорбента обуславливается: отсутствием дефицита на рынке, высокой поглотительной способностью, отсутствием токсичности. Схема технологии представлена на Рисунке 3.

Преимущества технологии заключаются в наиболее широком спектре условий работы, сопутствующем удалении кислых газов и малых потерях давления на установке.

К минусам можно отнести: газ выходит влажным, необходима переработка или сжигание кислых газов, высокие энергозатраты на регенерацию аминового раствора.

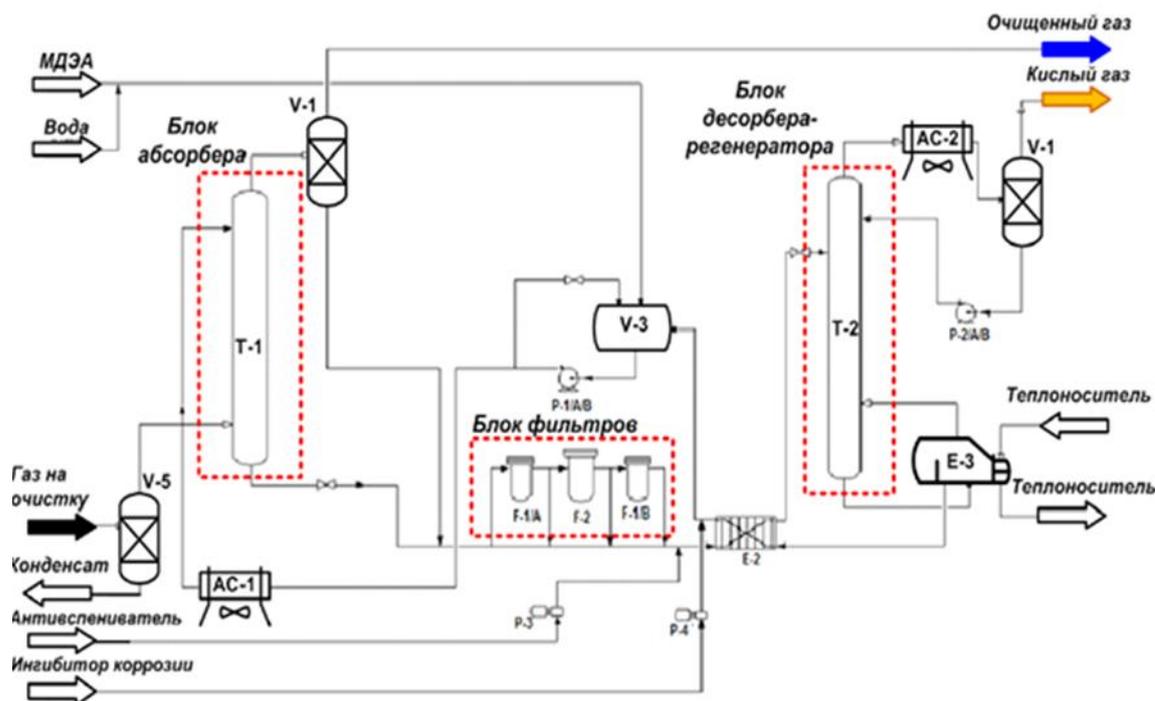


Рис. 3 - Технология аминовой очистки

Метод жидкофазного окисления. На первой стадии сырьевой газ проходит через водный раствор катализатора на основе хелатов железа, в котором сероводород взаимодействует с ионами железа, с образованием мелкодисперсной элементарной серы и раствора с ионами железа. Отработанный раствор направляется на вторую стадию окисления, в ходе которой ионы железа $2Fe+2$ регенерируется кислородом воздуха. Регенерированный раствор возвращается на первую стадию. На Рисунке 4 приведена схема технологии.

Среди достоинств технологии можно выделить: практически полное удаление сероводорода, частичное удаление меркаптанов, получение серы, пригодной к утилизации, отсутствие вредных химических реагентов и стоков.

К минусам относятся: газ выходит влажным, необходимость утилизации или размещения на полигоне ТБО серной пасты.

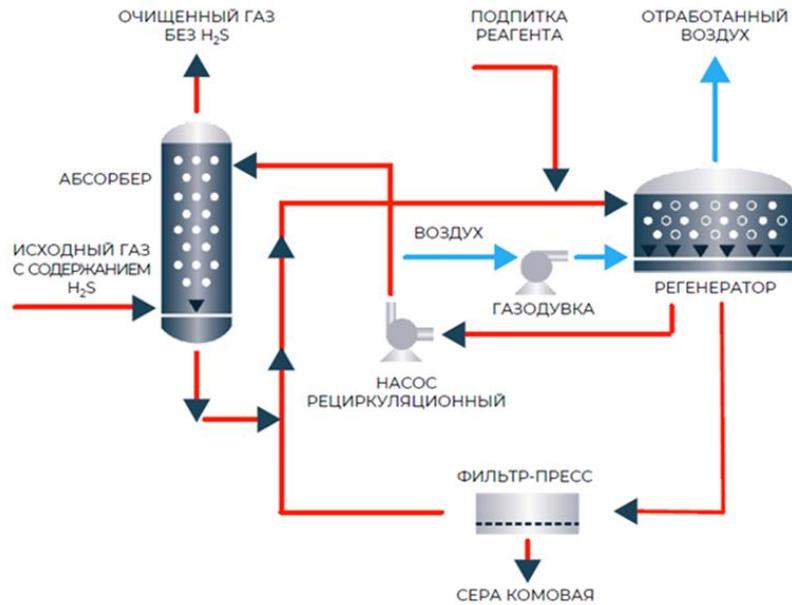


Рис. 4 - Метод жидкофазного окисления

Мембранные методы. Принцип мембранного разделения газовой смеси основан на различной скорости проникания ее компонентов через полимерную мембрану за счет перепада парциальных давлений газа по обе стороны мембраны. При подготовке попутного нефтяного и природного газа все нежелательные примеси концентрируются в потоке низкого давления, а подготовленный газ выходит практически без потери давления. Пример мембранной технологии приведен на Рисунке 5.

Технология отличается простотой конструкции, компактностью, отсутствием расходных реагентов и простотой эксплуатации. Так же подготовленный газ осушен от воды и углеводородов, снижено содержание меркаптанов и кислых газов.

Однако возникает необходимость утилизации потока газа низкого давления, обогащенного сероводородом и другими удаляемыми компонентами. Так же стоит отметить неэффективность работы установки на низких давлениях.

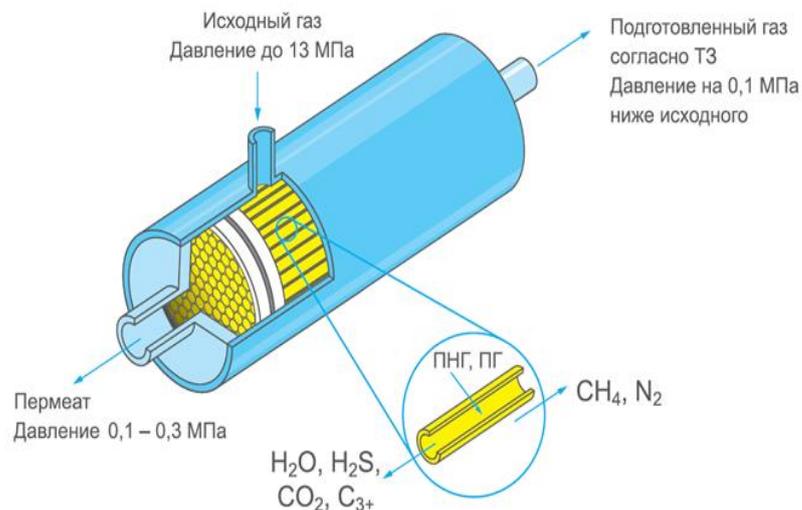


Рис. 3 - Мембранная технология

Касательно разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами рассматриваются следующие варианты использования ПНГ: использование газ на собственные нужды, сдача на газоперерабатывающие предприятия, сдача в Газпром. В рамках данной работы прорабатывался вариант монетизации газа путем сдачи в Газпром. Условия сдачи: уровень содержания сероводорода не должен превышать 7 мг/м³, а углекислого газа 2% об.

В данной работе оценка применимости рассмотренных технологий к разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами и сверхвысоким содержанием сероводорода и углекислого газа проводилась на основании следующего сценария: добыча газа составляет порядка 3 миллионов н.м³/сут, при этом на установку сероочистки приходит свыше 25 т/сут сероводорода. Сравнительный анализ показал (Таблица 1), что наиболее подходящим под рассматриваемый сценарий вариантом является комбинация технологий аминовой очистки и прямого каталитического окисления.

Таблица 1.

Обзор технологий

Параметр	Адсорбция	Прямое каталитическое окисление	Аминовая отчистка	Метод жидкофазного окисления	Мембранные методы
Область применения	Малые установки (до 50 кг H ₂ S в сутки)	Средние и крупные установки (свыше 25 т H ₂ S в сутки)	Полный диапазон расходов	Малые и средние установки (до 25 т H ₂ S в сутки)	Малые и средние установки (до 1-5 т H ₂ S в сутки)
Базовые технологические характеристики	Нет существенных ограничений по давлению процесса	Давление процесса обычно около 0,1 МПа, высокие температуры процесса	Давление процесса до 10,0 Мпа	Рабочее давление процесса от 0,1 до 10 Мпа	Давление процесса до 6,0 Мпа
Содержание сероводорода в очищенном газе	Содержание сероводорода в очищенном газе обычно не выше 0,01% об.	Практически не зависит от входной (может составлять до 2% об.)	Возможно достижение остаточного содержания 7 мг/м ³ и ниже	Возможно достижение остаточного содержания 7 мг/м ³ и ниже	Достижение остаточного содержания 7 мг/м ³ при входном содержании H ₂ S до 1,0% об.

В результате проделанной работы можно сделать следующие выводы:

– На данный момент на Российском рынке представлены как минимум 5 технологий для подготовки ПНГ со сверхвысоким содержанием сероводорода и углекислого газа;

– Для рассматриваемого в работе сценария разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами и сверхвысоким содержанием сероводорода и углекислого газа наиболее приемлемой является комбинация технологий аминовой отчистки и прямого каталитического окисления;

В рамках работы было проведено исследование Российского рынка и технологий подготовки ПНГ со сверхвысоким содержанием кислых компонентов, а так же подобран наиболее технически подходящий вариант под выбранный сценарий разработки месторождения с трудноизвлекаемыми запасами.

Список используемых источников информации:

1. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия
2. ГОСТ Р 55598-2013. Попутный нефтяной газ. Критерии классификации
3. СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия»

СЕКЦИЯ: ОБУСТРОЙСТВО И ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ

ПРИМЕНЕНИЕ ИМПУЛЬСНЫХ СТАНЦИЙ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ /APPLICATION OF PULSE STATIONS OF CATHODE PROTECTION/.

Назарова А.В. NazarovaAV@samnpi.rosneft.ru
ООО СамараНИПИнефть», г. Самара

Аннотация

Проведен анализ использования трансформаторных станций катодной защиты и импульсных станций катодной защиты модульного типа. Предложена замена трансформаторных СКЗ на более энергоэффективные импульсные СКЗ модульного типа. Расчитана стоимость электроэнергии, строительно-монтажных работ, доказана целесообразность применения предлагаемого проектного решения.

Ключевые слова: электрохимическая защита, система катодной защиты, станция катодной защиты, модульная станция катодной защиты.

Abstract

Transformer cathodic protection stations and modular pulse current cathodic protection stations implementation has been analysed. Replacement of transformer CPS with a more energy-efficient modular pulse current CPS has been suggested. Cost of electricity, building and assembly works has been calculated and proposed design solution feasibility has been proven.

Keywords: electrochemical corrosion protection, cathodic protection system, cathodic protection station, modular cathodic protection station.

Система катодной защиты состоит из защищаемого сооружения, источника постоянного тока (станции катодной защиты), анодного заземления, соединительных анодной и катодной линий, окружающей их электропроводной среды (почвы), а также элементов системы мониторинга - контрольно-измерительных пунктов.

Основное энергопотребление в системах ЭХЗ осуществляют источники катодного тока – станции катодной защиты (СКЗ). Поэтому от энергетических показателей СКЗ: коэффициента полезного действия (КПД) и активной потребляемой мощности зависит в целом энергопотребление систем ЭХЗ.

Традиционные в СКЗ на основе низкочастотного (50-герцового) силового трансформатора и управляемого тиристорного выпрямителя, имеют существенные потери, в частности из-за тока холостого хода силового трансформатора, и относительно невысокий КПД.

Другим крайне значимым фактором, определяющим эффективность энергопотребления систем ЭХЗ, является степень использования СКЗ, которая характеризуется отношением текущего значения выходного тока или выходной мощности к номинальному значению данных параметров. При использовании СКЗ в рабочих режимах, отличных от номинальных, с уменьшением выходной мощности и выходного тока происходит естественное уменьшение КПД, обусловленное техническими факторами, и энергоэффективность использования СКЗ падает.

Данная проблема является актуальной, так как при проектировании электрохимической защиты преимущественно устанавливаются трансформаторные СКЗ.

Проблему энергоэффективности использования СКЗ можно решить с помощью применения модульных импульсных станций катодной защиты. Модульность этих станций заключается в техническом разделении одного мощного силового преобразователя СКЗ на несколько однотипных силовых преобразователей (силовых модулей) с меньшей выходной мощностью каждого и обеспечении независимой параллельной их работы на одну нагрузку. В процессе эксплуатации выбирать и устанавливать силовые модули с оптимальными выходными параметрами и их количество в СКЗ для обеспечения эффективного энергопотребления в течение длительного периода эксплуатации.

Целью является увеличение энергоэффективности систем электрохимической защиты путем замены трансформаторных СКЗ на модульные СКЗ импульсного типа.

Для достижения данной цели необходимо решить следующие задачи:

- провести сравнение зависимости величины КПД от значения выходного тока для трансформаторных и импульсных СКЗ модульного типа;
- провести примерный расчет экономии электроэнергии при использовании импульсных СКЗ модульного типа;
- провести расчет увеличения стоимости оборудования;
- оценить выгоду от применения импульсных СКЗ модульного типа.

У завода-изготовителя станций катодной защиты была получена информация по зависимости величины КПД от значения выходного тока для трансформаторных и импульсных СКЗ модульного типа, рисунок 1.

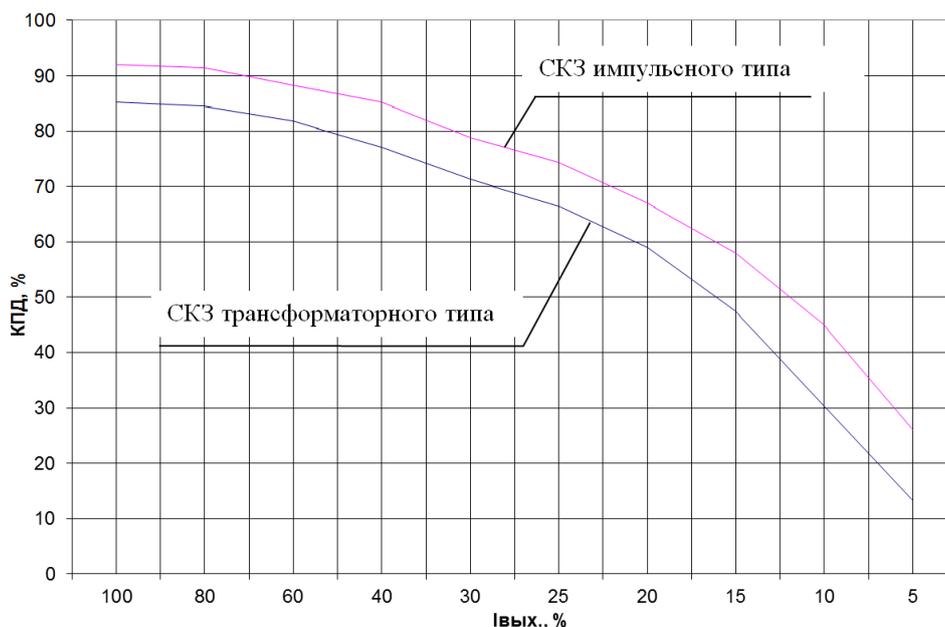


Рис. 1. Зависимость КПД от выходного тока

Далее для трансформаторной СКЗ и импульсной СКЗ модульного типа были получены значения выходной мощности, КПД, входной мощности. Затем была рассчитана разница между входной мощностью трансформаторной и импульсной СКЗ, из которой была получена экономия электроэнергии в год в зависимости от загрузки СКЗ (таблица 1).

Таблица 1.

Расчёт экономии электроэнергии в зависимости от выходного тока при использовании модульной импульсной станции катодной защиты установленным одним силовым модулем (1200 Вт) в сравнении с трансформаторной станцией катодной защиты (1200 Вт)

Выходной ток, $I_{н} / I_{ном}, \%$	100 (макс.)	80	60	25	5 (мин.)	
Выходная мощность СКЗ, $P_{вых.}, Вт$	1190,4	766,2	428,2	71,7	2,31	
Коэффициент полезного действия, %	выпрямителя	85,2	84,5	81,8	66,5	13,3
	модульной СКЗ	92	91,7	88,5	74,6	26,0
Входная активная мощность, $P_{вх.}, Вт$	выпрямителя	1397,5	906,7	523,5	107,8	17,3
	модульной СКЗ	1293,9	835,5	483,8	96,1	8,9
	Разность, $\Delta P_{вх.}, Вт$	103,6	71,2	39,7	11,7	8,4
Экономия электроэнергии в год, кВт/ч	907	623	347	102	73	

Средняя экономия в год составляет 6621 рублей. Полученная экономия электроэнергии для одной СКЗ на срок эксплуатации 15 лет с учетом дисконтирования (6,25%) в среднем составила 157 тысяч рублей.

Стоимость одной трансформаторной СКЗ составляет 139,8 тысяч рублей, одной импульсной СКЗ модульного типа той же мощности – 256,8 тысяч рублей. Увеличение затрат на оборудование составляет 117 тысяч рублей.

Выгода для одного проекта при использовании импульсных СКЗ вместо трансформаторных составит около 40 тысяч рублей.

За 2019-2020 года был выполнен 41 проект с использованием трансформаторных СКЗ. При замене их на импульсные СКЗ модульного типа предполагаемая выгода составит 1644,1 тыс.руб.

В ходе проделанной работы были получены следующие результаты:

- замена используемых трансформаторных СКЗ на импульсные СКЗ модульного типа повышают энергоэффективность;
- полученная экономия перекрывает увеличение стоимости оборудования;
- полученная выгода для одного проекта, в среднем, равна 40 тысячи рублей;
- уменьшение количества проектируемых СКЗ за счет применения силовых модулей;
- при применении импульсных СКЗ модульного типа для выполненных за 2019-2020 года проектов электрохимической защиты предполагаемая выгода составила бы 1644,1 тысячи рублей.

Список используемых источников информации:

1. № П4-06 ПДТП-0059 Паспорт документации типового проектирования Компании «Типовые технические решения. Электрохимическая защита магистральных и промышленных трубопроводов»;
2. ГОСТ 9.602-2016 «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии»;
3. ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»;
4. Доклад на тему: «Современное оборудование для защиты от электрохимической коррозии подземных стальных трубопроводов и сооружений, выпускаемое ПАО Ставропольский радиозавод «СИГНАЛ», г. Ставрополь, 2016 г.
5. <http://mypractic.ru/stancii-katodnoj-zashhity.html>

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА ОСАДКА, ОБРАЗУЮЩЕГОСЯ ПРИ СМЕШЕНИИ ПОТОКОВ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ УГЛЕНОСНОЙ И ДЕВОНСКОЙ СИСТЕМЫ НА САРБАЙСКР -МОЧАЛЕЕВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ /DETERMINATION OF QUANTITY OF PRECIPITATION WHICH IS FORMED BY MIXING OF CARBONIFEROUS AND DEVONIAN SYSTEMS' RESERVOIR WATER STREAMS AT SARBAYSKO-MOCHALEYEVSKOYE FIELD/.

Федоткина О.С. FedotkinaOS@samnipi.rosneft.ru

Чернышева Н.В. ChernyshovaNV@samnipi.rosneft.ru

Соложенкина Е.К. SologenkinaEK@samnipi.rosneft.ru

ООО СамараНИПИнефть», г. Самара

Аннотация

Эксплуатацию фонда скважин Сарбайско-Мочалеевского месторождения можно отнести к осложненной образованием солей в системе сбора и подготовки продукции скважин. Основная причина осадкообразования заключается в потере стабильности смеси вод при смешении разнородной продукции скважин. Приводятся результаты физического и компьютерного моделирования смешивания вод, а также описываются возможности прогнозных методов предупреждения солеотложения.

Ключевые слова: солеотложение, смешение вод, стабильность.

Abstract

Well operation at Sarbaysko-Mochaleyevskoye field can be characterized as complicated due to salts precipitation in wellbore fluid gathering and processing system. The main reason of precipitation formation is loss of water mixture stability when dissimilar wellbore fluids are mixed. The results of physical and computerized modeling of water mixing process are given and the possibilities of predictive methods of salt precipitation prevention are described.

Keywords: salt precipitation, water mixture, stability

Введение

На Сарбайско-Мочалеевском месторождении в результате смешения девонской и угленосной продукции в нефтегазосборном трубопроводе от АГЗУ-139 и АГЗУ-163 образуются твердые отложения солей и взвесь гипса и сульфида железа. Также на Мочалеевской УПСВ на трубопроводах технологической обвязки и змеевиках обнаружены отложения карбонатных и сульфатных солей. За последние 10 лет на Сарбайско-Мочалеевском месторождении введено 11 скважин, эксплуатирующих пласты девона. В перспективе планируется ввод еще четырех скважин на девонские залежи. Таким образом, проблемы солеобразования на рассматриваемом месторождении связаны с изменением состава/сорта попутно добываемых вод. За последние 10 лет произошло увеличение содержания девонской продукции в составе сточной воды на Мочалеевской УПСВ с 3 до 26 %, соответственно, доля угленосной воды снизилась с 97 % до 74 %.

Актуальность, научная значимость

Проблема солеобразования зарождается на стадии добычи при смешении разной продукции скважин; развивается на стадии подготовки на УПСВ. Показано, что в данном случае происходит совместный сбор разноразной продукции скважин, в результате которого образуются смеси различного состава. На первый план в данном случае выходят вопросы стабильности полученных смесей вод с точки зрения выпадения осадка. Так, в 2011 г. смеси вод характеризовались как стабильные, а в 2021 г. как нестабильные. Это свидетельствует также о том, что ранее при соотношении вод угленосных и девонских скважин 97:3 % смешиваемые воды были совместимы, а при текущем соотношении вод 74:26 % смешиваемые воды характеризуются уже как несовместимые. При этом тенденция к увеличению содержания вод девонской системы в перспективный период будет сохраняться. При отсутствии каких-либо превентивных мер в такой ситуации солеобразование будет усиливаться, осложняя систему сбора и подготовки.

Постановка задачи

Институт ООО «СамараНИПИнефть» в течение многих лет занимается сопровождением процессов нефтедобычи с вероятным солеобразованием. Прогноз солеотложения проводится с помощью запатентованного программного обеспечения с учетом типа воды и знания гидрогеологии региона. Характер прогноза может носить как предупреждающий характер, так и оценивающий характер, связанный с фактическим обнаружением осадка. При этом возможно выявить степень несовместимости вод разноразной продукции и провести качественную количественную оценку солеотложения.

Теоретическая часть

До инициирования смешивания осадкообразование определяется стабильностью вод. После смешивания осадкообразование определяется совместимостью и стабильностью смесей вод.

Получены результаты физического и компьютерного моделирования смешивания вод девонской и угленосной продукции на Сарбайско-Мочалеевском месторождении для ряда смесей при различных соотношениях вод 20:80, 30:70, 40:60 %, соответственно.

Физическое моделирование смешивания проведено в АО «Самаранефтегаз». Результат смешивания оценивался визуально и количественно определением массовой концентрации взвешенных частиц (КВЧ) и шестикомпонентных составов смесей и исходных вод.

Компьютерное моделирование смешивания проведено в АО «СамараНИПИнефть» на основе данных о шестикомпонентных составах смесей и исходных вод, содержания железа и сероводорода, водородного показателя. Результат смешивания оценивался качественно и количественно определением абсолютных значений пересыщения и локальных значений по образованию осадка за заданный период времени.

Практическая значимость, предложения и результаты внедрений, результаты экспериментальных исследований

При физическом моделировании смешивания смесей девонской и угленосной продукции в соотношениях заданного состава произошло моментальное видимое образование черной взвеси в объеме воды (рис.1).

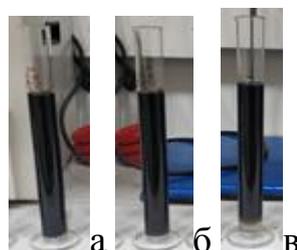


Рис 1. Содержание девонской воды в смеси вод 20 (а), 30 (б), 40 (в) %

Установлено, что при смешении вод в соотношении: 30 % девонской – 70 % угленосной происходит образование осадка в максимальном количестве 102 мг/л. При содержании 20 и 40 % воды девонской системы образовалось, соответственно, 94,5 и 88,7 мг/л взвешенных частиц.

При компьютерном моделировании смешивания смесей девонской и угленосной продукции в соотношениях заданного состава показаны возможности образования трех видов солей: сульфид железа, гипс, кальцит. Результаты расчета приведены в таблице 1.

Таблица 1.

Компьютерное моделирование совместимости при смешивании

Девонская /угленосная вода	FeS	CaSO ₄	CaCO ₃	Время для CaSO ₄ и CaCO ₃
20/80 %	40,22	50,9	0,4	53 мин
30/70 %	46,13	51,3	0,3	26 мин
40/60 %	44,91	42,9	0,7	18 мин

Основной вклад в осадкообразование при смешении разносортной продукции на Сарбайско-Мочалеевском месторождении вносит сульфид железа и гипс. Образование кальцита происходит в незначительных количествах.

При этом гипсообразование происходит во времени и при определении КВЧ в течение часа после смешения удастся детектировать только ту часть гипса, что образовалась за это время.

В тоже время абсолютные значения по вероятному образованию гипса выше, порядок значений различается в 10 раз.

Весь осадок гипса из данных смесей выпадает за 12 ч, а основное количество осадка образуется в период 1-3 часов после смешения.

Для данных смесей определена продолжительность скрытого периода кристаллизации, который составляет от 15 до 45 мин. Результаты расчёта вероятного гипсообразования приведены в таблице 2.

Таблица 2.

Компьютерное моделирование совместимости по гипсу при смешивании

Девонская /угленосная вода	CaSO ₄ , абсолютные значения	CaSO ₄ , выпадение за 1 ч	CaSO ₄ , выпадение за 3 ч
20/80 %	395,4	91,4	359,8
30/70 %	503,3	321,3	496
40/60 %	507,7	359,8	502,1

Также проведена оценка стабильности исходных вод до смешения. Показано, что исходные девонская и угленосная воды стабильны с точки зрения выпадения гипса, однако могут за 3 дня стояния при закрытых условиях выделять незначительное количество кальцита, образование которого можно связать с разгазированием воды проанализированных проб. Результаты расчёта стабильности приведены в таблице 3.

Таблица 3.

Компьютерное моделирование стабильности смесей и исходных вод при смешивании

Девонская /угленосная вода	FeS	CaSO ₄	CaCO ₃
20/80 %	40,22	Нет осадка	45,7
30/70 %	46,13	Нет осадка	78,2
40/60 %	44,91	1189,9	21,2
0/100 %	Нет осадка	Нет осадка	5,5
100/0 %	Нет осадка	Нет осадка	7,1

Выводы (заключение)

Прогноз совместимости дает хорошую сходимость с результатами по определению концентраций взвешенных частиц.

Количественная оценка выпадения осадка за определенный период времени позволит вносить в технологические процессы и режимы работы скважин и установок сбора определенные корректировки и изменения (организация смешения разнородной продукции скважин на УПСВ для предотвращения выпадения в системе сбора, определение обоснованного расчетом времени выдерживания смешенного на УПСВ потока девонских и угленосных скважин в отстойных аппаратах с целью образования и осаждения максимального количества гипса и кальцита, разделение процессов сбора, подготовки и дальнейшего использования разнородной продукции скважин), направленные на минимизацию отрицательного влияния солеотложения на производственный процесс.

Прогноз совместимости позволяет повысить технологическую эффективность большинства операций нефтедобычи, где возможно солеобразование, позволяя принять предупреждающие меры или обоснованные решения по реинжинирингу.

В случае Сарбайско-Мочалеевского месторождения прогноз совместимости вод выполнен уже после фактического обнаружения осадка. В случае заблаговременного прогноза совместимости, когда состав смеси вод был еще стабильным, проведение предупреждающего прогноза могло бы указать на необходимость ингибиторной защиты при достижении заданного соотношения вод, при котором смеси теряют стабильность. Но и в текущей ситуации знания о типе образующихся солей и их количествах позволят применить обоснованные меры для выхода на нормальный технологический режим работы Мочалеевской УПСВ и осуществить дальнейшее инфраструктурное планирование, связанное с возможностями внедрения разделения потоков в системе сбора и подготовки продукции скважин.

**АЛЬТЕРНАТИВНОЕ ПОКРЫТИЕ ПОДЪЕЗДНЫХ ДОРОГ ДЛЯ
ОБУСТРОЙСТВА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
/ALTERNATIVE COVERING OF ACCESS ROADS FOR DEVELOPMENT
OF OIL AND GAS FIELDS/.**

Серпуховитов А.В. SerpukhovitovAV@samnipi.rosneft.ru

Новикова К.А. Novikova_KAn@samnipi.rosneft.ru

ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара)

Аннотация

В данной работе рассмотрено устройство покрытия и основания подъездных дорог для обустройства нефтяных и газовых месторождений с использованием бурового шлама.

В данной статье рассмотрено 3 материала на основе бурового шлама: строительный материал «РЕСОИЛ», строительный материал ООО «ЭкоТЭК» марки А и дорожно-строительный композиционный материал на основе бурового шлама, портландцемента, хлорида кальция, мелкого заполнителя и воды.

Ключевые слова: буровой шлам, покрытие дорог, обустройство месторождений, нефть, использование шлама, композиционный материал, грунт техногенный.

Abstract

This paper discusses the pavement and foundation of access roads for the construction of oil and gas fields using drill cuttings.

This article discusses 3 materials based on drill cuttings: building material "RESOIL", building material LLC "EcoTEK" grade A and road-building composite material based on drill cuttings, Portland cement, calcium chloride, fine aggregate and water.

Keywords: drill cuttings, road paving, field development, oil, cuttings use, composite material, man-made soil.

Важную роль при обустройстве месторождений нефти и газа занимают подъездные дороги. Строительство подъездных путей — этап, с которого начинаются работы по обустройству нефтяных и газовых месторождений.

При выборе вариантов проектных решений предпочтение отдают таким инженерным решениям, которые предусматривают наилучшее сочетание элементов дороги с ландшафтом и оказывают наименьшее отрицательное воздействие на окружающую среду. Обязательным элементом проектов являются мероприятия по охране окружающей среды, рациональному использованию и воспроизводству природных ресурсов.

В данной работе описаны альтернативные покрытия подъездных дорог с использованием органо-минеральной смеси, получаемой из бурового шлама.

Среди промышленных отходов ведущее место занимают отходы бурения — их появление неизбежно при бурении скважин. Отходы бурения — смесь буровых сточных вод, отработанного бурового раствора и выбуренной

породы (бурового шлама). Ежегодно накапливается сотни тысяч тонн отходов, из всего объема реально утилизируется лишь малая часть. Вынужденное накопление и складирование отходов бурения в шламовых амбарах из-за увеличения объемов бурения и отсутствия возможностей справиться со 100% переработкой отходов бурения, что влечет за собой трансформацию отходов бурения в окружающую среду, ухудшение экологической обстановки, повышение опасности загрязнения окружающей среды.

Поэтому перспективным представляется использование искусственного грунта на основе бурового шлама при строительстве подъездных дорог. По характеру образования буровой шлам является техногенным грунтом, т.е. естественным грунтом, измененным и перемещенным в результате производственной и хозяйственной деятельности человека, в процессе производства которого произошло изменение состава, структуры и текстуры природного минерального или органического сырья.

В данной работе рассмотрено три дорожно-строительных материала на основе бурового шлама, пригодных для строительства внутрипромысловых дорог, в том числе в условиях Западной Сибири.

Использование (обезвреживание) буровых отходов с получением строительного материала "РЕСОИЛ" производится путем внесения наполнителя, вяжущих и сорбирующих компонентов по ТУ, с целью связывания мелкодисперсных частиц и свободной влаги бурового отхода в плотный массив материала комковатой структуры.

Приготовление строительного материала «РЕСОИЛ» возможно непосредственно в шламовом амбаре, временных шламонакопителях, в выемках, приемках, технологических металлических емкостях, в картах специализированных полигонов промышленных отходов.

Строительный материал включает буровой отход, цемент, песок и добавку, отличающийся тем, что в качестве добавки он содержит диатомит, при следующем соотношении компонентов: цемент 1-15% от веса бурового отхода, песок 10-40% от объема бурового отхода, диатомит 0,1-5% от веса бурового отхода, при этом сначала вводят диатомит, а затем цемент и песок. Состав компонентов смеси для приготовления строительного материала "РЕСОИЛ" в соответствии с ТУ на основе буровых отходов представлен в таблице 1.

*Рекомендуемое количество компонентов для приготовления
строительного материала «РЕСОИЛ»*

Песок, % от объема буровых отходов	Портландцемент, % от веса буровых отходов	Диатомит, % от веса буровых отходов
10-40	1-15	0,1-5

Карьерный и гидронамывной песок, используемый в качестве наполнителя и разбавителя, выполняет каркасную функцию, препятствуя излишнему оседанию смеси. Песок не должен содержать смерзшихся комьев размером более 5 см, а также льда.

Портландцемент используется в качестве неорганического вяжущего, придающего смеси необходимую для работы текучесть за счет связывания воды. В процессе отвердения он связывает отдельные частицы наполнителя.

Диатомит при внесении в заданном количестве обеспечивает смеси необходимый сорбционный эффект, увеличивая поглотительную емкость, повышая связывающую и капсулизирующую способность смеси, тем самым, повышая эффективность обезвреживания токсичных компонентов буровых отходов (в первую очередь нефти)

Строительный материал "РЕСОИЛ", получаемый при использовании (утилизации, обезвреживании) буровых отходов в чистом виде или в составе композиций может быть использован:

- как замена песка при строительстве технологических объектов и автодорог (песчаных отсыпок);
- строительство внутрипромысловых автодорог;
- как основа рекультивационного грунта при засыпке (планировке, рекультивации) земляных выемок, приямков, рекультивации шламовых амбаров (шламонакопителей), сухоройных и гидронамывных карьеров, полигонов (свалок) ТБО и промышленных отходов, рекультивации нефтезагрязненных и нарушенных земель.

Данный материал получил положительное заключение экспертной комиссии государственной экологической экспертизы материалов технической документации «Регламент по приготовлению и применению строительного материала «РЕСОИЛ» на основе обезвреживания буровых отходов». На рисунке представлен сертификат соответствия на строительный материал «РЕСОИЛ».

Строительный материал Марки А ООО «ЭкоТЭК» получают при утилизации буровых шламов и нефтезагрязненных грунтов в искусственно отвержденную композицию путем обработки вяжущими веществами и смешивания с минеральными добавками. При этом производится экологически безопасный материал не токсичнее 4 класса опасности

(малоопасные). Полученный материал соответствует ТУ 23.99.19-003-92440706-2018

Строительный материал получают путем перемешивания бурового шлама – 100% по объему, портландцемент – 10 %, мелкого заполнителя (строительный песок) – 15 %, цеолит – 5 %. В зависимости от содержания нефтепродуктов количество портландцемента увеличивается.

Таблица 2

Доля добавки портландцемента в % в зависимости от содержания нефтепродуктов в шламе

Содержание нефтепродуктов в БШ, г/кг	Доля добавки портландцемента, %
До 30	10
От 30 до 50	12
От 50 до 80	15
Выше 80	17

Цемент используется в качестве вяжущего реагента, который придает смеси необходимую для работы текучесть за счет связывания воды и отверждение частиц наполнителя.

В качестве заполнителя используют песок для строительных работ. Песок, используемый так же в качестве разбавителя, выполняет каркасную функцию, препятствует излишнему оседанию смеси.

В качестве минеральной добавки используют цеолит- природный минерал вулканогенноосадочного происхождения, пронизанный тончайшими полостями и каналами, придающими ему свойства молекулярного сита.

Цеолит обладает сильными сорбирующими свойствами. Он выполняет функцию механического фильтра, а как ионообменник он обладает достаточно большой емкостью и широким спектром действия в отношении тяжелых металлов и радиоактивных элементов, сорбирует бактерии и вирусы, снижая общее микробное число.

Структура материала ООО «ЭкоТЭК» марки А после изготовления – пастообразная, в проектном возрасте - твердая. Подходит для устройства оснований, дополнительных слоев оснований и покрытий дорог с облегченным или переходным типом дорожных одежд.

Физико-механические показатели строительного материала приведены в таблице 3.

Таблица 3

Физико-механические показатели строительного материала

Марка материала	Наименование показателей	Единица измерения	Значение показателей
ООО «Эко ТЭК»	Водопроницаемость	См/сек	Не более $0,51 \cdot 10^{-7}$

Марка А	Предел прочности на сжатие	Мпа	Не менее 2,00 (в основании дорожной одежды)
	Предел прочности на растяжение при изгибе, Rp	МПа	Не менее 0,33
	Морозостойкость	Циклы	Не менее 6

Данный материал получил техническое свидетельство о пригодности в строительстве № 5729-19 и сертификат соответствия № 0000898.

Дорожно-строительный композиционный материал (патент RU2629634 С1) на основе бурового шлама приготовлен путем перемешивания бурового шлама влажностью 50-60%, портландцемента, мелкого заполнителя (кварцевого песка) крупностью 1,5-3 мм в зависимости от содержания его в буровом шламе, добавления хлорида кальция, воды, исходя из условия необходимой пластичности смеси в зависимости от влажности бурового шлама при следующем соотношении компонентов, %:

- буровой шлам 60-80;
- портландцемент 10-20;
- мелкий заполнитель 0-20;
- хлорид кальция 3-5 (от массы портландцемента);
- вода.

Буровой шлам утилизируется без термической обработки в качестве основного компонента материала для покрытия дороги IV категории, а также для укрепления откосов земляных сооружений и грунтовых оснований зданий и сооружений.

Применяя совместно с буровым шламом цемент в количестве до 20% и ускоритель схватывания, происходит ускоренный набор прочности ДСКМ на сжатие (в 3 суток - от 0,875 до 3 МПа и выше), в 28 суток - 2,565...8,65 МПа, повышение морозостойкости, снижение водопоглощения (на 20%), к тому же за счет присутствия добавки исключается миграция галита, присутствующего в буровом шламе, на поверхность покрытия (высолотобразование). Полученный ДСКМ можно применить для основания дорог, промышленных площадок и прочих сооружений (составы прочностью 2,565 МПа до 7,5 МПа) - не ниже 2 МПа по ГОСТ, а также составы прочностью от 7,5 МПа до 8,65 МПа - для покрытий дороги IV категории - не ниже 7,5 МПа по ГОСТ.

Приготовление данного дорожно- строительного материала возможно двумя способами:

- 1) ДСКМ, приготовленный на мобильном бетоносмесительном узле БСУ.
- 2) ДСКМ, изготовленный на строительной площадке методом ресайклинга.

Выводы:

- Использование бурового шлама в дорожном строительстве значительно уменьшает объем буровых отходов и снижает затраты на содержание и рекультивацию шламовых амбаров и полигонов, снижает риск ухудшения экологической обстановки, а также затраты на строительные материалы при строительстве дорог.

Список используемых источников информации:

- 1) Ольховников В.М. Надежный грунт // Строительная техника и технологии, 2008.
- 2) Фурсов С.Г. Строительство конструктивных слоев дорожной одежды из грунтов, укрепленных вяжущими материалами // Автомобильные дороги и мосты, 2007г.
- 3) Прокопец В.С. Повышение эффективности дорожно-строительных материалов механоактивационным модифицированием исходного сырья. Омск, 2005г.
- 4) ТУ 23.99.19-003-92440706-2018 «Строительный материал. Технические условия». ООО «Эко ТЭК», г.Самара.
- 5) ТД-2018-1 «Технологический регламент по утилизации отходов бурения с получением осветленной воды и строительного материала» ООО «Эко ТЭК», г. Самара, 2018г.
- 6) ТУ 5711-002-90898453-2014 «строительный материал «РЕСОИЛ». Технические условия.» ООО «СеверЭкоСервис». Г.Нефтеюганск 2014г.
- 7) «Об отходах производства и потребления» Федеральный закон РФ №89-ФЗ от 24.06.1998г. (в редакции от 29.12.2015г.);
- 8) Действующие нормативные документы:
 - ГОСТ 25100-2011 «Грунты. Классификация»
 - ГОСТ 23558-94 «Смеси щебеночно-гравийно-песчаные и грунты, обработанные неорганическими вяжущими материалами, для дорожного и аэродромного строительства»
 - ГОСТ 25 13 7-82 «Материалы нерудные строительные, щебень и песок плотные из отходов промышленности, заполнители для бетона пористые. Классификация»
 - СП 11- 109-98 «Изыскания грунтовых строительных материалов»
 - СП 37.13330.2012 «Промышленный транспорт».

**СИСТЕМА КОНТРОЛЯ ЦЕЛОСТНОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ
/PIPELINE INTEGRITY MONITORING SYSTEM/.**

*Сенинг Ю. А. SeningYuA@samnipi.rosneft.ru
Ананьева Ю. В. AnanevaYuV@samnipi.rosneft.ru
ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара*

Аннотация

В сфере безопасной транспортировки газов и других жидкостей ключевым требованием является целостность трубопроводов и возможность эксплуатации трубопроводной инфраструктуры безопасным и надежным образом. Для этой цели требуется непрерывный контроль коррозии и целостности трубопроводов.

Ключевые слова: транспортировка, целостность, трубопроводов, контроль коррозии.

Abstract

In the area of safely transporting gases and other liquids, the integrity of the pipelines and the ability to operate the pipeline infrastructure in a safe and reliable manner are key requirements. This requires continuous monitoring of corrosion and pipeline integrity.

Keywords: transportation, integrity, pipelines, corrosion control.

Введение

В данном докладе рассматриваются проблемы внутренней коррозии и ее воздействия, успешные и неудачные технологии, используемые для борьбы с ней, а также инновационные решения, в частности неинтрузивные методы контроля зон коррозии, основанные на методе сигнатуры поля (Field Signature Method, FSM TM), которые в будущем могут стать ключевым фактором в стратегиях контроля целостности трубопроводов.

Актуальность:

Применение неинтрузивных методов контроля зон коррозии, основанных на методе сигнатуры поля.

Цель работы:

- усовершенствовать контроль коррозии и целостности трубопроводов;
- сократить количество рисков, угроз при транспортировке газов и других жидкостей по трубопроводам;
- снизить денежные затраты при обслуживании трубопроводов благодаря сокращению их поломки;
- улучшить экологическую ситуацию за счет уменьшения выбросов вредных веществ при поломке трубопроводов.

Теоретическая значимость

Внутренняя коррозия остается основной причиной поломок трубопроводов. Поломки такого рода составляли 37% от общего числа поломок в 2019 году, при этом 92% имевших существенные последствия чрезвычайных ситуаций произошли на трубопроводах, которые используются для транспортировки

таких коррозионных веществ, как соленая вода или сточные воды из нефтяных скважин (впрочем, далее в этом отчете указывается, что за последние 10 лет число чрезвычайных ситуаций на трубопроводах сократилось почти наполовину).

Практическая значимость

Метод сигнатуры поля (FSM) заключается в пропускании электрического тока через контролируемую секцию трубы, трубопровода или сосуда. Подаваемый ток создает электрическое поле, которое отслеживается по значениям падения напряжения между комплектом измерительных штифтов, установленных на наружной стенке трубы. При первоначальной последовательности измерений измеряется падение напряжения между всеми парами измерительных штифтов. Результат такого измерения называется сигнатурой поля. Результаты последующих измерений сравнивают с сигнатурой поля, при этом на общую коррозию указывает равномерное увеличение падения напряжения между всеми парами штифтов, а на местную коррозию местное увеличение значений. Важно отметить, что измерение коррозии осуществляется между измерительными штифтами, таким образом охватывается вся площадь участка мониторинга, а не только зоны под каждым измерительным штифтом. Это особенно важно для мониторинга местной коррозии, такой как коррозия, вызываемая нафтеновой кислотой. Данные FSM затем можно использовать для построения графика потери металла с течением времени для эффективного отслеживания потери металла или для построения 3-мерных графиков, показывающих распределение коррозии по участку, на котором осуществляется мониторинг. Типовая чувствительность измерения FSM составляет 0,1% толщины стенки для общей коррозии, что в большинстве случаев соответствует микрометрам. Метод FSM также удачно сочетается с развитием промышленного интернета вещей, а сенсоры всеобъемлющих изменений непрерывно предоставляют данные онлайн для расчета тенденций и поддерживают бесшовную связь друг с другом. На основе этой технологии компания Emerson разработала прибор Roxar FSM Log 48 Area Corrosion Monitor, крайне необходимое новое устройство для контроля целостности трубопроводов, которое обеспечивает непрерывный экономичный онлайн-мониторинг зон коррозии и эрозии трубопроводов, расположенных в отдаленных районах или районах большой площади. Окончательное число мест установки зависит от требуемого охвата, длины трубопровода и топографии.

Данное устройство мониторинга может использоваться не только на трубах, не пригодных для внутритрубной очистки скребками, но и на труднодоступных участках, что позволит снизить расходы на проведение прямой оценки коррозии и воздушного наблюдения. Его общая стоимость владения ниже стоимости обустройства всего одного типового участка длиной 10 километров для внутритрубной очистки «интеллектуальными»

скребками, хотя этот показатель может варьироваться в зависимости от технологии такой очистки.

Данное устройство мониторинга является вариантом применения технологии измерения падения напряжения и обеспечивает мониторинг заранее определенного участка, а его измерительные штифты могут различать местную и общую коррозию. Неорганические кислоты, соли, CO_2 , H_2S и другие компоненты, которые вызывают местную коррозию и которые можно контролировать только с помощью технологий измерения площади, теперь можно отслеживать в режиме реального времени. Для этой цели прибор Rohar FSM Log 48 предоставляет томографическое изображение, с помощью которого можно получить полное представление о внутренней коррозии трубопровода. Устройство мониторинга можно легко установить на любой сегмент имеющегося надземного или подземного трубопровода, а благодаря наличию модулей мобильной связи и солнечных панелей устройство может автономно работать в самых отдаленных местах, позволяя использовать большее количество точек данных на нескольких сегментах трубопровода и образуя ключевой элемент будущих стратегий дигитализации. Возможность установки нескольких устройств мониторинга на один трубопровод минимизирует потребность в оценке целостности трубопровода с помощью скребков и повышает его пропускную способность.

Компания Emerson также разработала решение для управления данными, которое способно взаимодействовать с системами SCADA по протоколам Modbus TCP/IP или OPC. Такой непрерывный мониторинг общей и местной внутренней коррозии позволяет на ранних этапах выявлять угрозы и улучшать оценку рисков, а также избегать ненужных отключений трубопровода, проведения дорогостоящих гидростатических испытаний и ремонтов из-за утечек.

Увеличение числа точек для мониторинга коррозии обеспечивает поступление информации в реальном времени в режиме 24/7, а также возможность соблюдать нормативные требования без создания рисков для операций по транспортировке. При этом использование устройства мониторинга обойдется в разы дешевле, чем выполнение операций по вскрытию траншей.

Выводы

Неконтролируемая внутренняя коррозия может крайне отрицательно сказаться на целостности трубопроводов, а при неблагоприятных условиях трубопровод станет непригодным для ремонта. Наилучшим способом выполнения повышенных требований к целостности трубопроводов является внедрение средств мониторинга коррозии на нескольких сегментах трубопровода, проходящего через отдаленные районы, для улучшения современных методов идентификации угроз.

Таким образом, операторы могут повысить контроль состояния трубопроводов, увеличить охват мониторинга трубопроводов и обеспечить

точный мониторинг коррозии и эрозии в самых отдаленных районах. В результате такого подхода повышается пропускная способность трубопроводов, сокращаются риски аварий и формируется система максимально эффективного и экономичного контроля целостности трубопроводов на основании поступающих данных.

Список используемых источников информации:

1. Москвитин, С. П. Применение беспроводных сенсорных сетей как основы ИИС контроля характеристик качества биметалла на стадии производства /С. П. Москвитин, А. Н. Демидов // Актуальные проблемы энергосбережения и энергоэффективности в технических системах: тез. докл. Междунар. конф. с элементами науч. шк., г. Тамбов, 23-25 апреля 2014 г. / под ред. Т. И. Чернышовой. – Тамбов, 2014. – С. 314 – 316.
2. Баскаков, С. С. Построение систем телеметрии на основе беспроводных сенсорных сетей / С. С. Баскаков // Автоматизация в промышленности. – 2012. – № 12. – С. 30 – 36.
3. Варгаузин, В. Д. Радиосети для сбора данных от сенсоров, мониторинга и управления на основе стандарта IEEE 802.15.4 / В. Д. Варгаузин // ТелеМультиМедиа. – 2005. – № 6(34). – С. 23 – 27.

**СЕКЦИЯ: ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ В
НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ**

**АКТУАЛИЗАЦИЯ ПОРЯДКА РАСЧЕТА УЧЕТА ПОТЕРЬ
НЕФТИ ПРИ ПОРЫВЕ ТРУБОПРОВОДОВ /UPDATING THE
PROCEDURE FOR CALCULATING THE ACCOUNTING OF OIL
LOSSES IN CASE OF PIPELINE RUPTURE/.**

*Сокирка В.А. SokirkaVA@samnipi.rosneft.ru
ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара*

Аннотация

Одним из важных вопросов при порыве трубопроводов на сегодняшний день является расчет количества производственных потерь нефти при ее разливе. В данной статье рассматриваются «Правила учета нефти», но следует отметить, что в соответствии с п.54 масса нетто нефти разлитой подтверждается по объему грунта, насыщенного нефтью. А как же быть в том случае, когда после порыва трубопровода нефть не впиталась в грунт и грунт не насыщен нефтью. Учитывая это, было предложено решение данного вопроса.

Ключевые слова: прорыв трубопровода, разлив, расчет потерь, нефть, грунт.

Abstract

One of the important issues in the event of a pipeline rupture today is the calculation of the amount of non-production oil losses during its spill. This article discusses the "Rules for accounting for oil", but it should be noted that in accordance with clause 54, the net mass of oil spilled is confirmed by the volume of soil saturated with oil. But what about the case when, after a pipeline burst, oil has not been absorbed into the soil and the soil is not saturated with oil. With this in mind, a solution to this issue was proposed.

Keywords: pipeline breakthrough, spill, loss calculation, oil, soil.

Законодательная база

В настоящее время порядок осуществления учета нефти обезвоженной, обессоленной и стабилизированной (далее - нефть), а также фактических потерь при ее добыче организациями, осуществляющими добычу нефти и газа (далее - организации) устанавливается в соответствии с «Правилами Сборник материалов Всероссийской научно-практической конференции «Актуальные вопросы и инновационные решения в нефтегазовой отрасли»

учета нефти», утвержденными постановлением Правительства N 451 от 16 мая 2014 г. «Об утверждении правил учета нефти» (Рисунок 1).



Рис. 1. постановление «Об утверждении правил учета нефти»

В соответствии с пунктами 53 и 54 «Правил учета нефти» (Рисунок 2) количество потерь нефти непроизводственных при разливе определяется как разница между количеством нефти, разлитой в отчетный период, и количеством собранной нефти, а в свою очередь масса нетто нефти разлитой, в том числе в составе нефтегазоводяной смеси, подтверждается и определяется на месте аварии, повреждения по объему грунта, насыщенного нефтью.

$$Q = G - M,$$

где: G – масса нетто нефти, содержащейся в грунте;

M – масса нетто нефти собранной при разливе нефти.

Масса нетто нефти, впитавшейся в грунт, определяется как разница веса 100 куб. см грунта, взятого с места разлива нефти, пропитавшегося нефтью, и веса 100 куб. см грунта, взятого вблизи места разлива нефти, но не пропитавшегося нефтью (пара проб). Отбор проб осуществляется равномерно по всей площади грунта, залитого нефтью.

Сборник материалов Всероссийской научно-практической конференции
«Актуальные вопросы и инновационные решения в нефтегазовой отрасли»

Количество отбираемых пар проб грунта определяется в зависимости от площади, залитой нефтью, но должно быть не менее 5.

53. Количество потерь нефти производственных при разливе определяется как разница между количеством нефти, разлитой в отчетный период, и количеством собранной нефти. (в ред. [Постановления](#) Правительства РФ от 30.11.2016 N 1271)

54. Масса нетто нефти разлитой, в том числе в составе нефтегазоводяной смеси, подтверждается и определяется на месте аварии, повреждения по объему грунта, насыщенного нефтью. (в ред. [Постановления](#) Правительства РФ от 30.11.2016 N 1271)

Масса нетто нефти, впитавшейся в грунт, определяется как разница веса 100 куб. см грунта, взятого с места разлива нефти, пропитавшегося нефтью, и веса 100 куб. см грунта, взятого вблизи места разлива нефти, но не пропитавшегося нефтью (пара проб). Отбор проб осуществляется равномерно по всей площади грунта, залитого нефтью.

Количество отбираемых пар проб грунта определяется в зависимости от площади, залитой нефтью, но должно быть не менее 5.

55. Масса нетто нефти, содержащейся в грунте (G), определяется по формуле 20:

$$G = V \frac{\sum_{i=1}^n (P_{1i} - P_{2i})}{100 \times n} \times (1 - m)$$

где:

V - объем грунта, залитого нефтью, определяемый как произведение площади, залитой нефтью, на среднюю глубину пропитки грунта нефтью в пробах, взятых не менее чем в 5 точках (куб. м);

P_{1i} - приведенная масса образца объемом 100 куб. см грунта, впитавшего разлитую нефть (граммов в 100 куб. см);

P_{2i} - приведенная масса образца объемом 100 куб. см грунта, не впитавшего разлитую нефть (граммов в 100 куб. см);

n - количество пар проб грунта (штук);

i - номер отбираемой пары проб грунта;

m - содержание балласта в нефти, принимаемое равным содержанию балласта в собранной нефти (долей).

56. Количество собранной при разливе массы нетто нефти определяется с использованием промежуточных калиброванных емкостей или с применением других методов измерений. Количество собранной при разливе массы нетто нефти (M) определяется по формуле 21:

$$M = V \times \rho_n \times (1 - m),$$

где:

V - объем собранной нефти (куб. м);

ρ_n - плотность нефти при условиях измерения объема нефти (тонн/куб. м);

m - содержание балласта в нефти, принимаемое равным содержанию балласта в собранной нефти (долей).

Плотность нефти и содержание балласта нефти определяются в испытательной лаборатории.

Рис. 2. «Правила учета нефти»

Проблема расчета потерь нефти

Если нефть впиталась в грунт (Рисунок 3), то расчет ведется по вышеуказанной формуле $Q = G - M$ и количество потерь нефти (Q) имеет положительное значение.



Рис. 3. Нефть впиталась в грунт

В случае, когда нефть не впиталась в грунт и находится на его поверхности (Рисунок 4), количество потерь нефти (Q), рассчитанное по формуле $Q = G - M$ будет иметь отрицательное значение.



Рис. 4. Нефть на поверхности грунта

Решение. Предлагаемый подход.

Выполнение расчета потерь нефти от порыва производить только после вывоза собранной с поверхности разлитой нефтесодержащей жидкости невпитавшейся в грунт на установку подготовки нефти.

Общий объем разлитой нефти определяется как сумма объема нефти непитавшейся в грунт и собранной с поверхности, объема нефти, содержащейся в грунте и объема собранной нефти из пропитанного грунта нефтью.

$$V_{\text{разл}} = V_{\text{н собр}} + V_{\text{н грунт}} + V_{\text{н из грунта}}$$

где: $V_{\text{разл}}$ – общий объем разлитой нефти, м³;

$V_{\text{н собр}}$ – объем нефти непитавшейся в грунт и собранной с поверхности, м³;

$V_{\text{н грунт}}$ – объем нефти, содержащейся в грунте, м³;

$V_{\text{н из грунта}}$ – объем собранной нефти из пропитанного грунта нефтью, м³.

Собранная и раскоченная с поверхности разлитая нефтесодержащая жидкость непитавшаяся в грунт закачивается в автоцистерны (АЦ) и транспортируется для слива в емкости и амбары установки по подготовке нефти.

Объем нефтесодержащей жидкости при температуре его измерения (V), м³, в АЦ вычислять по формуле:

$$V = (V_{\text{ц}} \pm \Delta V) \cdot [1 + 2 \cdot \alpha_{\text{л}} \cdot (t_{\text{г}} - 20)]$$

где: $V_{\text{ц}}$ - значение действительной вместимости АЦ, м³;

ΔV - отклонение объема нефтесодержащей жидкости от $V_{\text{ц}}$;

Δh - отклонение уровня нефтесодержащей жидкости от указателя уровня налива, мм;

$D_{\text{гор}}$ - внутренний диаметр горловины, мм;

$\alpha_{\text{л}}$ - температурный коэффициент линейного расширения материала стенки АЦ;

$t_{\text{г}}$ - температура измерения объема, °С;

Массу нетто собранной нефти в АЦ вычисляют по формуле:

$$M_{\text{н}} = m \cdot \left(1 - \frac{W_{\text{мс}} + W_{\text{мп}} + W_{\text{хс}}}{100} \right)$$

где: $M_{\text{н}}$ - масса нетто собранной нефти, кг;

m - масса брутто собранной нефти, кг;

При приведении плотности к температуре измерений объема массу брутто собранной нефти, кг, вычисляют по формуле

$$m = V \cdot \rho_{\text{н}}$$

где: V - объем нефти, при температуре его измерений, м³

$\rho_{\text{н}}$ - плотность нефти, приведённая к температуре измерений объема, кг/м³

$W_{\text{мв}}$ - массовая доля воды в нефти, %;

$W_{\text{мп}}$ - массовая доля механических примесей в нефти, %;

$W_{\text{хс}}$ - массовая доля хлористых солей в нефти, %.

Таким образом, после вывоза собранной с поверхности грунта разлитой нефтесодержащей жидкости можно производить дальнейший расчет по объему грунта, насыщенного нефтью в соответствии и с пунктами 53 и 54 «Правил учета нефти».

Предложение

При очередном внесении изменений в «Правила учета нефти» выйти с инициативой о внесении дополнений в расчет потерь нефти от порыва трубопровода. Производить расчет необходимо только после вывоза собранной с поверхности разлитой нефтесодержащей жидкости непитавшейся в грунт по выше перечисленной схеме.

Список используемых источников информации:

1. Постановление Правительства РФ от 16.05.2014г. № 451 «Об утверждении Правил учета нефти» (в редакции от 30.11.2016г.).
2. ГОСТ 17.4.3.01-2017. Охрана природы. Почвы. Общие требования к отбору проб.
3. ГОСТ 17.4.4.02-2017 Охрана природы (ССОП). Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа
4. ГОСТ 12071-2014. Грунты. Отбор, упаковка, транспортирование и хранение образцов
5. ПНД Ф 12.1:2:2.2:2.3:3.2-03. Отбор проб почв, грунтов, донных отложений, илов, осадков сточных вод, шламов промышленных сточных вод, отходов производства и потребления.
6. ГОСТ 31873-2012 Нефть и нефтепродукты. Методы ручного отбора проб.
7. ГОСТ 8.600-2011 Автоцистерны для жидких нефтепродуктов. Методика поверки.
8. МИ 3247-2009 ГСОЕИ Масса и объем нефти. Методика измерений в автомобильных цистернах.

БУРОВЫЕ ОТХОДЫ: ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ /DRILLING WASTE: PROBLEMS AND SOLUTIONS/.

Асланян В.В. Aslanyanvv@samnipi.rosneft.ru

Петряева А.В. PetryaevaAV@samnipi.rosneft.ru

Сорокин С.А. SorokinSA@samnipi.rosneft.ru

ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара

Аннотация.

В статье рассматриваются вопросы обращения с буровыми отходами, законодательные аспекты, а также технологии переработки. Рассмотрены экологически ответственные действия по снижению воздействия буровых отходов.

Ключевые слова: буровые растворы, буровой шлам, буровые отходы, амбар, временный амбар, обезвреживания бурового шлама.

Abstract.

The article discusses the issues of handling drilling waste, legislative aspects, as well as processing technology. Environmentally responsible actions to reduce the impact of drilling waste are considered.

Keywords: drilling fluids, drill cuttings, drilling waste, barn, temporary barn, disposal of drill cuttings.

На современном этапе развития технологии нефтедобычи при эксплуатации нефтяных месторождений образуются большие объемы отходов, преимущественное количество которых накапливается в шламовых накопителях.

Загрязнение происходит на всех этапах: при строительстве и эксплуатации скважин; транспортировке и переработке углеводородного сырья. Нефтяная и газовая промышленность являются потенциально опасными по загрязнению окружающей среды и ее отдельных объектов. Все технологические процессы при соответствующих условиях могут нарушить естественную экологическую обстановку.

Наиболее негативное воздействие на геоэкологическую систему оказывают нефть, нефтепродукты, буровые отходы, нефтяной и буровой шламы. Выбуренный шлам, ввиду сложного минерального состава, содержанию нефти, нефтепродуктов и токсичных полимерных добавок: КМЦ (карбоксиметилцеллюлозы), ССБ (сульфитно-спиртовой барды), ПАА (полиакриламида) и других способен при контакте с природными комплексами, их влагой, атмосферными осадками, подземными и наземными водами оказывать неуправляемое негативное влияние на установившееся природное равновесие локальных био- и агроценозов с непредсказуемым поведением этих комплексов в последующем времени.

Буровой раствор является комплексной дисперсной системой, состоящей из нескольких компонентов. Данная система объединяет суспензионные, эмульсионные и аэрированные жидкости, которые используются в целях промывки скважин в процессе бурения. На нефтяных и газовых скважинах функцию промывочных жидкостей выполняют агенты, различные по составу:

1. на водной основе (глинистые и неглинистые растворы, естественные буровые растворы, техническая вода);
2. на углеводородной основе;
3. на основе эмульсий;
4. газообразные;
5. аэрированные.

Основной функцией бурового раствора является вынос выбуренной породы из ствола и забоя, а также очищение скважины и забоя с целью предотвращения износа оборудования.

Второй важной функцией бурового раствора является смазка и охлаждение стенок скважины, долот и бурильных труб. В процессе бурения возникают значительные силы трения, которые смягчаются благодаря участию в процессе промывочной жидкости. Происходит смазка оборудования и скважины, а благодаря высокой теплоемкости бурового раствора обеспечивается охлаждение.

Стоит также отметить функцию поддержания частиц во взвешенном состоянии после прекращения процесса циркуляции. Во взвешенном состоянии удерживаются частицы выбуренной породы и утяжелителя, что позволяет избежать прихватов бурильного инструмента.

Помимо этого, буровой раствор обеспечивает:

1. формирование фильтрующей корки на стенках скважины и таким образом, закрепляет неустойчивые отложения;
2. передачу гидравлической энергии на долото и забойный двигатель;
3. предотвращение обвалов.

В процессе бурения используются промывочные растворы на водной, углеводородной и аэрированной основе. Растворы на водной основе включают:

1. техническую воду;
2. растворы солей и гидрогеля;
3. полимерные растворы;
4. полимерно-глинистые растворы.

Для бурения скважин применяются растворы на водной и углеводородной основах. Подавляющее большинство (более 95%) используемых при бурении растворов составляют растворы на водной основе, химически обработанные, с добавками нефти (нефтеэмульсионные).

Значительный ущерб буровыми растворами водным объектам наносится и при бурении, и при ремонтных работах на скважинах. Засыпка земляных амбаров с раствором и шламом после окончания бурения скважин не оправдана как природоохранное мероприятие в связи с тиксотропностью буровых растворов. Земляные амбары после их засыпки в течение нескольких лет не затвердевают, и этот участок земли длительное время является источником загрязнения почвы и водных ресурсов.

Влияние производственных процессов геологоразведочных работ на малые водотоки наблюдается в зоне от 5 до 10 км.

Буровые отходы обладают экологически вредными химическими свойствами. Они зависят от состава бурильной породы, типа используемого бурового оборудования, типа бурового раствора, а также от способа обработки и самой технологии бурения.

Буровые отходы включают в себя:

- Стоки, образуемые в результате технологических операций во время бурения;
- Технологические воды, смешанные с помощью скруббера;
- Остатки цементной пасты;
- Скрубберы и отходы, содержащие сырую нефть и другие опасные вещества, барит и хлориды;
- Шламы, образующиеся в процессе бурения;
- Маслянистые воды;
- Отходы очистки резервуаров, содержащие масло или его продукты;
- Смеси сточных вод и нефтепродуктов;
- Масла;
- Вода после фосфоритов, уголь, железная руда.

Кроме того, отходы бурения могут содержать:

- Трудно идентифицируемые продукты разложения химических компонентов скрубберов;
- Пластовые жидкости;
- Щелочи, масла, жиры и смазки, используемые для правильной работы бурового оборудования;
- Бициды и токсичные тяжелые металлы, такие как свинец, марганец, железо, кадмий, цинк, медь, хром и другие.

В буровые отходы могут попадать глубинные радионуклиды – опасные радиоактивные вещества.

По степени воздействия на окружающую среду буровые отходы относятся к следующим классам опасности: 3 класс - умеренно опасные отходы; 4 класс - малоопасные отходы. Отнесение образующихся отходов к классу опасности для окружающей среды проводится в соответствии с приказом Минприроды России от 8 декабря 2020 г. N 1027.

На многих территориях, где проводилось поисково-разведочное бурение, брошенные буровые амбары напоминают о проводимых работах. Котлованы являются вторичными источниками загрязнения. Загрязняющие вещества в виде природных углеводородов, добавок к буровому раствору, химреагентов оседают и скапливаются на дне и стенках амбаров и затем путем инфильтрации и перетока через промоины обваловки попадают в подземные и поверхностные воды.

Для выполнения экологических требований по обеспечению охраны окружающей среды от загрязнения отходами бурения и испытания скважин в период строительства организована система сбора и временного накопления производственных отходов. С целью предупреждения попадания в почву, поверхностные и подземные воды отходов бурения и испытания скважин, хозяйственных стоков, загрязненных дождевых стоков с площадки буровой, до начала бурения скважин организуется система сбора, накопления и учета отходов бурения, включающая:

- обваловку из минерального грунта высотой не менее 0,5 м от попадания на него склонового поверхностного стока;
- планировка технологических площадок, их гидроизоляция и установка лотков для транспортировки отходов бурения к узлу сбора;
- устройство трубопроводов и лотков для транспортирования отработанных отходов бурения в места их временного накопления;
- обвалование по контуру отводимого участка, где существует угроза затопления паводковыми или нагонными водами.

В большинстве случаев отходы бурения в жидкой и твердой фазе передаются в единый накопитель, представляющий собой гидроизолированное сооружение.

В соответствии с п. 5.9 НДТ «Информационный технический справочник по наилучшим доступным технологиям ИТЭС-2017» на минимизацию влияния образующихся отходов на компоненты окружающей среды и максимально возможное их повторное применение в целях сохранения природных, материальных ресурсов направлен отдельный сбор выбуренной породы, бурового шлама и отработанного бурового раствора.

Согласно СанПиН 2.1.7.1322-03 «Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления» и п. 2 ст. 13.4 Федерального закона № 89-ФЗ от 24.06.1998 "Об отходах производства и потребления" накопление отходов может осуществляться путем их отдельного складирования по видам отходов, группам отходов, группам однородных отходов (отдельное накопление).

По существующей технологии и в соответствии с п. 4.8 РД 39-133-94 «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше» сброс отходов бурения: буровых сточных вод (БСВ),

отработанного бурового раствора (ОБР) и бурового шлама (БШ) осуществляется в один двухсекционный амбар. Двухсекционный структурно-сорбционный гидроизолированный амбар сооружается в соответствии с требованиями РД 39-133-94 и РД 51-1-96. Первая секция является накопительной и предназначена для сброса БСВ, ОБР и БШ, вторая секция - отстойная, в которую поступает лишь жидкая часть отходов бурения (БСВ и ОБР) для отстаивания. Накопительная и отстойная секции амбара соединяются между собой с помощью труб. Конструкция амбара показана на рисунке 1.

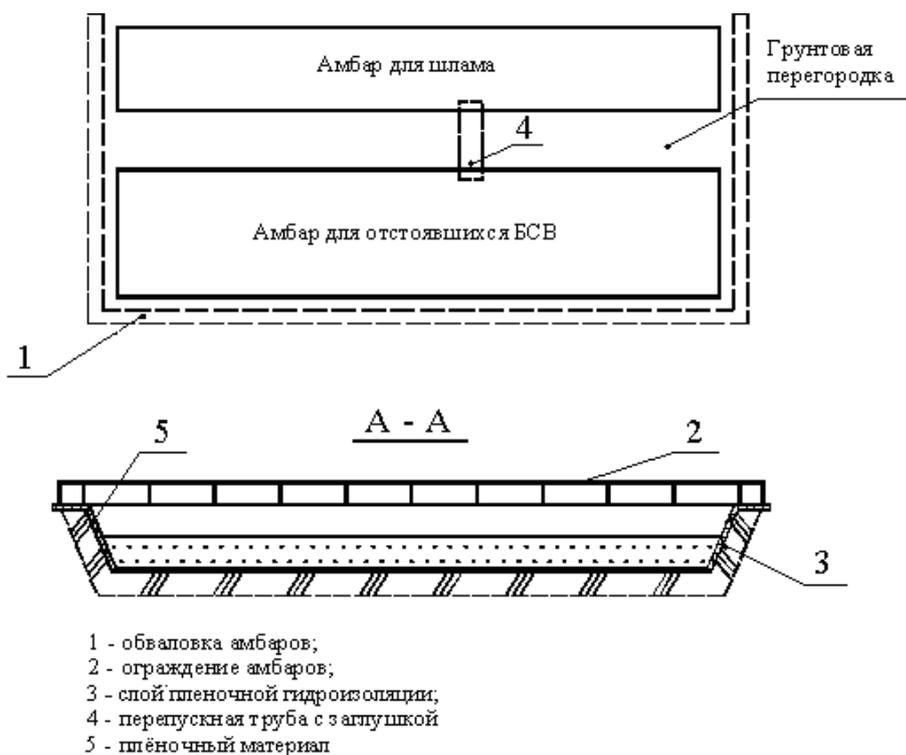


Рис. 1 . Конструкция временного амбара

Размеры амбара определяются объемами образующихся отходов бурения. Расчет ведется, руководствуясь РД 39-3-819-91 «Методические указания по определению объемов отработанных буровых растворов и шлама при строительстве скважин».

Дно и стенки шламового амбара гидроизолируются синтетической полиэтиленовой пленкой, предотвращающим проникновение загрязняющих веществ в породы зоны аэрации. Покрытие амбаров пленочным материалом выполняется в соответствии с руководством РД 153-39.0-342-04 «Инструкция по гидроизоляции земляных амбаров при строительстве и ремонте скважин». Синтетическая пленка располагается на предварительно спланированной площадке с уклоном 8-10° от центра к периферии, по контуру установлены железобетонные или металлические лотки для транспортировки стоков к узлу сбора.

Согласно РД 39-133-94, РД 51-1-96 заполнение временного гидроизолированного сооружения – амбара отходами бурения не должно превышать 90,9 % от общего объема амбара.

Необходимо проводить контроль наполняемости амбара путем увеличения периодичности удаления очищенных стоков из амбара и передачи их для дальнейшей утилизации.

Эффективным путем, гарантирующим геологическую безопасность инженерных сооружений, является их конструктивная надежность.

Зачастую строительство сооружений для накопления буровых отходов практически заключается в выемке определенного объема грунта и обваловании полученного котлована. Гидроизоляция дна и стенок амбара не производится. При такой конструкции избежать фильтрации жидкой фазы и попадания ее на окружающий ландшафт практически невозможно. Наиболее распространенный способ ликвидации шламовых амбаров заключается в освобождении от жидкой фазы, которую направляют в систему сбора и подготовки нефти с последующим использованием ее в системе поддержания пластового давления, а оставшийся шлам засыпают минеральным грунтом.

В процессе эксплуатации амбары заполняются как буровыми и тампонажными растворами, буровыми сточными водами и шламом, пластовыми водами, продуктами испытания скважин, материалами для приготовления и химической обработки буровых и тампонажных растворов, так и ГСМ, хозяйственно-бытовыми сточными водами и твердыми бытовыми отходами, ливневыми сточными водами. Процентное соотношение между этими компонентами может быть самое разнообразное в зависимости от геологических условий, технического состояния оборудования, культуры производства (около 65% воды, 30% шлама (выбуренной породы), 5,5% нефти, 0,5% бентонита и 0,5% различных присадок, обеспечивающих оптимальную работу буровой установки).

Описанный способ ликвидации шламовых амбаров имеет ряд серьезных недостатков, одним из которых является содержание в буровом шламе достаточно высоких концентраций нефтеуглеводородов, тяжелых металлов в подвижной форме, АПАВ и других токсичных веществ.

Воздействие шлама может привести к большому числу негативных последствий: уменьшение продолжительности жизни отдельных особей животных, полное исчезновение видов; появление патологий и мутаций животных; изменение физико-химических свойств воды в водоемах, морях, океанах, а также повышение ее мутности; нарушение экологического баланса в слоях почвы, изменение ее структуры; снижение продуктивности сельскохозяйственных земель; угнетение и деградация растительности; токсическое воздействие на человеческий организм.

Поэтому необходимость гидроизоляции и ликвидации шламовых амбаров с последующим обезвреживанием и утилизацией бурового шлама очевидна.

Сегодня в мире накоплен определенный опыт по обезвреживанию и переработке объектов бурения, но каждая компания идет своим путем. Процесс ликвидации амбара с последующей утилизацией бурового шлама можно условно разделить на следующие технологические стадии:

1) очистка и обезвреживание содержимого амбара. В состав очистки и обезвреживания содержимого амбара входят следующие этапы:

- сбор нефтяной пленки с поверхности амбара;
- очистка жидкой фазы от эмульгированной нефти;
- доочистка жидкой фазы (степень очистки зависит от дальнейшего использования очищенной воды);
- обезвоживание и обезвреживание бурового шлама;

2) собственно утилизация бурового шлама и очистка нефтезагрязненного грунта, которая должны проводиться с учетом особенностей состава отходов, находящихся в шламовом амбаре.

Независимо от того, планируется ли утилизация или переработка бурового шлама, проводится предварительная очистка буровых отходов.

Очистка отходов бурения осуществляется механически (отстой). Содержимое амбара за время отстаивания превращается в сложную расслоившуюся систему, в которой можно выделить три основных слоя:

- верхний слой (плавающий нефтешлам);
- средний слой (водную фазу);
- нижний слой (донный осадок).

В качестве оборудования, используемого для извлечения из амбаров плавающего нефтешлама, используют нефтесборные ограждения или понтоны с установленными на них диспергаторами или шламовыми насосами. Извлекаемый из амбара плавающий нефтешлам направляют на обезвреживание. Откачиваемую из амбара водную фазу направляют либо на систему водоподготовки для дальнейшего использования на буровой, либо передают на обезвреживание.

Донные осадки и буровой шлам, оставшиеся в амбаре после извлечения из него плавающего нефтешлама и водной фазы, представляющие собой разжиженные водой до пастоподобного состояния нефтесодержащие отходы, с содержанием в масс. %: нефтепродукта (10-25), воды (20-50) и различной твердой фазы - остальное.

При этом твердая фаза наряду с мелкими частицами механических примесей может содержать значительное количество мусора в виде разнообразных по размеру и природе происхождения твердых включений.

Буровой шлам и осадок, образовавшийся в результате отстаивания буровых сточных вод и отработанного бурового раствора отвозится в специально

отведенные места для обезвреживания и утилизации в лицензированных специализированных организациях на договорной основе. Либо обезвреживается и утилизируется на месте работ с привлечением технологий и технического оснащения лицензированной специализированной организации на договорной основе.

Возможны следующие варианты обезвреживания бурового шлама и осадка, образовавшегося в результате отстаивания буровых сточных вод и отработанного бурового раствора:

1. Термический способ переработки нефтешламов.

Преимущества термического способа переработки нефтешламов, осуществляемого, например, путем их сжигания в вращающихся печах, состоят в том, что одновременно с нефтешламами в печах сжиганием производят обезвреживание и различных замазученных отходов и прочий сгораемый мусор.

Недостатком данного способа является значительный расход жидкого топлива или газа, необходимого для обеспечения в печах непрерывного горения, а также опасность загрязнения атмосферы дымовыми газами, содержащими вещества, токсичные для окружающей природной среды.

2. Биологический способ обезвреживания нефтесодержащих отходов:

Преимуществом биологического способа обезвреживания нефтесодержащих отходов, например, путем их распределении в поверхностном слое почвы является простота исполнения, использование оборудования, применяемого в сельском хозяйстве, и применение биопрепаратов, рекомендованных для стимулирования процесса естественной биодegradации нефтепродукта в почве природными бактериями.

Недостатки способа - отсутствие эффективности при температуре почвы ниже +10°C, когда содержание нефтепродукта в почве превышает 5 вес.%, и, как следствие этого, для снижения содержания в почве вносимого нефтепродукта, необходимость изъятия на длительный период времени значительных площадей земель.

Кроме того, в зависимости от источника формирования нефтесодержащих отходов, высока вероятность загрязнения изъятых из оборота земель веществами, не поддающимися обезвреживанию биологическими методами, например, солями тяжелых металлов, или веществами с повышенной радиоактивностью и др.

3. Химические способы обезвреживания и утилизации нефтесодержащих отходов по ряду показателей выгодно отличаются от термических и биологических способов.

Основой химических способов обезвреживания нефтесодержащих отходов является связывание (локализация) и химическая нейтрализация ядовитых веществ негашеной известью.

Локализация и подавление биологической активности вредных веществ в замазученных грунтах или грунтах, загрязненных различными вредными веществами, достигается при их смешивании в определенных пропорциях с тонкодисперсными или порошкообразными веществами, обладающими высокой адсорбционной или химической активностью, например, глинопорошком, или каменной мукой, или негашеной известью (оксидом кальция).

При этом не столь важно, «уничтожаются» ли вредные вещества или снижается их концентрация в обрабатываемой системе (нефтешламе или замазученном грунте), главным в данной технологии является локализация вредных веществ в обрабатываемой системе в форму твердого тела, из которого прекращается выделение вредных веществ в воздушную среду и воду.

4. Способ обезвреживания нефтесодержащих шламов путем их смешивания с глиноземсодержащей каменной мукой в соотношении объемов как 2: 0,85, при диапазоне температур от 8°C до 35°C., при этом сорбционная емкость каменной муки должна быть около 0,6 кг/кг, а продолжительность перемешивания около 3 мин с последующим уплотнением образующейся системы в течение 12 ч. Такой способ обезвреживания обеспечивает адсорбционное связывание углеводородов на развитой поверхности твердых частиц каменной муки, что препятствует их выделению в воздушную среду при длительном нахождении обезвреженной системы на открытом воздухе.

В таком виде обезвреженная земля может быть использована для отсыпки откосов свалок или при строительстве дорог.

Недостатком данного способа является большой расход и высокая стоимость применяемого адсорбента, являющегося ценным сырьем для изготовления термостойких керамических изделий. Кроме того, данный способ не исключает возможность выделения углеводородов из обезвреженной системы при температуре окружающей среды выше 20°C.

5. Способ обезвреживания и утилизации продуктов кислотной обработки призабойной зоны скважины путем смешивания образующего нефтешлама с адсорбентом, в качестве которого используют смесь раздробленных материалов растительного и минерального происхождения, взятых в соотношении масс 1:1, при этом в качестве материалов растительного происхождения используют торф или древесные опилки, а в качестве материалов минерального происхождения глину, или песок, или природный грунт.

Обезвреженную систему используют на промыслах для отсыпки технологических площадок.

Недостаток данного способа - низкая адсорбционная активность применяемого сорбента и, как следствие, возможность вторичного выделения

вредных веществ в окружающую природную среду, что ограничивает область его применения.

б. Способ утилизации шламов, содержащих нефть или нефтепродукт, заключающийся в том, что обрабатываемый нефтесодержащий шлам смешивают с обезвреживающим компонентом, при этом в качестве обезвреживающего компонента используют, мас.% оксид кальция 10-40, оксид магния 3-5, нефтесодержащий отход до 100%.

Основной недостаток данного способа состоит в том, что при указанных массовых соотношениях оксида кальция или магния, смешиваемых с нефтесодержащими шламами, не учитывается влажность (массовое содержание воды) в обрабатываемых отходах и продолжительность процесса перемешивания.

Отличительная особенность данного способа ликвидации открытых шламовых амбаров с извлечения, обезвреживанием и утилизацией нефтешламовых отходов, а именно плавающего нефтешлама, водной фазы и донного осадка, состоит в том, что в начале в шламовом амбаре определяют наиболее глубокое место (место с наименьшей толщиной донного осадка), где и устанавливают всасывающие патрубки двух насосов: один - для откачки отстоявшейся водной фазы, другой - для откачки высоковязкого плавающего нефтешлама, при этом на конце всасывающего патрубка насоса откачки водной фазы имеется приспособление, исключающее вторичное загрязнение откачиваемой воды компонентами донного осадка и плавающего нефтешлама, а у всасывающего патрубка насоса откачки плавающего нефтешлама имеется фильтр, исключающий попадание в насос частиц твердой фазы, при этом из шламового амбара откачку жидких нефтесодержащих отходов начинают с откачки водной фазы, которую без какой-либо дополнительной очистки направляют в буферный резервуар для ее последующего использования вместо пресной воды в различных технологических процессах, например, для приготовления буровых растворов или растворов для глушения скважин, а осевший на поверхность донного осадка плавающий нефтешлам с целью более полного его извлечения из шламового амбара другим насосом предварительно с помощью пара нагревают до 45-60°C, используя для данной цели передвижную установку (ППУ), применяемую в нефтегазовой отрасли для депарафинизации (пропаривания) скважин или в МЧС для отопления помещений, при этом подогретый паром плавающий нефтешлам откачивают в автогудронаторы и поставляют на установку подготовки нефти, где его используют в качестве абсорбента для улавливания легколетучих компонентов нефти или закачивают в сырую нефть перед резервуаром предварительного обезвоживания, при этом закачиваемый объем плавающего нефтешлама не должен превышать 1-2% объема сырой нефти, поступающей в резервуар предварительного обезвоживания нефти, при этом оставшийся в

амбаре донный осадок предварительно перед его извлечением из амбара смешивают, например с помощью бульдозера, с адсорбентом, в качестве которого используют речной песок

В амбаре в результате перемешивания донного осадка и песка происходит адсорбционное и адгезионное связывание осмолившихся нефтепродуктов на развитой поверхности зерен песка, а влажность (содержание воды) такой системе в результате «разбавления» донного осадка песком, а также вытеснение воды из объема системы-1 на гидрофобизированную поверхность песка, с которой более интенсивно происходит ее испарение, что способствует снижению влажности рыхлой системы-1, которая в отличие от мацеобразного донного осадка без налипания просеивается через металлическую сетку с 5 мм размером ячейки, что позволяет при ее извлечении из шламового амбара, например, с помощью ковшового крана, одновременно производить с помощью грохота, применяемого для фракционирования по размеру раздробленных пород, одновременно производить выделение из системы-1 более крупных частиц твердой фазы и мусора.

При этом важно отметить, что выделяемые из рыхлой системы-1 более крупные частицы твердой фазы и мусор очищаются в процессе перемешивания с песком от налипшего на них нефтепродукта, что позволяет их утилизировать вместе с другими инертными отходами для засыпки амбаров при их ликвидации,

Рыхлую, нефтесодержащую систему-1 с влажностью (обводненностью), не превышающей 10 вес.%, утилизируют после ее предварительного обезвреживания путем перемешивания с негашеной известью.

Поэтому, если по ряду причин в шламовом амбаре, после извлечения из него водной фазы и плавающего нефтешлама, содержание воды в системе-1, образующейся при перемешивании донного осадка с равным объемом песка, будет превышать более 10 вес.%, то необходимо в такую систему, до ее извлечения из амбара, дополнительно добавлять речной песок до тех пор, пока содержание воды в системе-1 не снизится до величины ниже 10 вес.%.

Применяются и комбинированные методы, например, химико-физический. При нем шлам подвергается воздействию как реагентами, так и в специальных устройствах для увеличения давления и продуцирования центробежных сил. Это позволяет снизить класс опасности буровых отходов до [пятого](#) класса опасности. То есть, сделать его неопасным.

Полученную массу могут не только отвозить на [полигоны для захоронения](#). Она служит [вторсырьем](#), которое используется в производстве как битума, так и бетонных смесей, плитки для тротуаров, шлакоблоков и т.п., также шлам добавляют во время производства декоративного стекла; создания лакокрасочных материалов берут осадок от электролиза средних по электрохимической активности металлов; приготовление керамзита требует

шлам, богатый железом; изготовление черепицы сопровождается добавлением осадка, содержащего глинистые компоненты.

При намерении осуществлять виды деятельности по обращению с отходами необходимо руководствоваться лицензионными требованиями, утвержденным Постановлением Правительства Российской Федерации от 26.12.2020 № 2290 «О лицензировании деятельности по сбору, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию, размещению отходов I-IV классов опасности»

Внедрение мероприятий по переработке отходов нефтедобычи направлено на снижение негативного воздействия на окружающую среду. Однако, немаловажен и социально-экономический эффект для предприятия: уменьшение платы за размещение отходов; получение прибыли от реализации продуктов утилизации; расширение инфраструктуры рабочих профессий предприятия; создание дополнительных рабочих мест.

Оперативное решение проблемы возможно только на федеральном уровне. Для этого нужно ужесточить контроль и внедрить неотвратимость наказания за нарушения при утилизации буровых отходов. Одновременно целесообразно поощрять, субсидировать, предоставлять льготы тем предприятиям, которые внедряют на производствах инновационные технологии переработки отходов.

Список используемых источников информации:

1. Булатов А.И. Детективная биография герметичности крепи нефтяных и газовых скважин. 3-е изд. – Краснодар: Просвещение-Юг, 2009. – 934 с.
2. Технологическая инструкция компании крепление скважин. №П2-05.01 ТИ-2018. Версия 1.00;
3. РД 39-133-94 «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше»;
4. НДТ «Информационный технический справочник по наилучшим доступным технологиям ИТС28-2017»;
5. СанПиН 2.1.7.1322-03 «Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления»;
6. Федеральный закон N 89-ФЗ от 24.06.1998 "Об отходах производства и потребления";
7. Постановление Правительства Российской Федерации от 26.12.2020 № 2290 «О лицензировании деятельности по сбору, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию, размещению отходов I-IV классов опасности».

**ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ ПРИ
ПРОЕКТИРОВАНИИ ШЛАМОВЫХ АМБАРОВ
/ENVIRONMENTAL SAFETY AND DESIGNING OF DRILL
WASTE PITS/.**

Мамаевская О.А. KorneevaOA@samnipi.rosneft.ru

Ахполов Д.А. AkhpолоvDA@samnipi.rosneft.ru

ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара

Аннотация

В работе описывается существующая конструкция шламовых амбаров с предложением возможных путей решения проблемы для сокращения расходов по строительным работам и минимизации техногенного воздействия на окружающую среду.

Ключевые слова: бурение, шламовый амбар, проектирование шламовых амбаров, кустовая площадка, площадка строительства скважины, гидроизоляция, теплоизоляция.

Abstract

The paper describes the existing design of drill waste pits and the proposal with possible solutions of the problem to reduce their construction costs and to minimize the man-made impact on the environment.

Key Words

Drilling, drill waste pit, design of drill waste pits, cluster well pad, well construction site, water-proofing, thermal insulation.

Шламовый амбар предназначен для сбора выбуренной породы, отработанного бурового раствора, сбора буровых сточных вод и их статического отстаивания с разделением на жидкую и твердую фазы, образующихся в процессе бурения скважины, и имеет двухсекционную конструкцию согласно [2]. Первая секция является накопительной и предназначена для первичного сброса отработанного бурового раствора (ОБР), бурового шлама (БШ) и буровых сточных вод (БСВ), образующиеся в процессе бурения скважины. С помощью перепускных устройств или откачивающего агрегата жидкая фаза (ОБР+БСВ) поступает во вторую секцию амбара для последующего отстаивания, осветления и обезвреживания. Твердая фаза (БШ) остается в первой секции и подвергается технологии обезвреживания и отверждения. Обезвреживание происходит по технологии нейтрализации отходов бурения IV класса опасности путем их обработки консолидирующим нетоксичным материалом. Отверждение буровых отходов выполняется цементом с добавлением хлорида кальция для ускорения сроков схватывания в определенных объемных соотношениях. Таким образом, первая секция шламового амбара является объектом захоронения и требует дополнительных мер защиты.

Для обеспечения защитных свойств и предотвращения фильтрации отходов бурения в естественное грунтовое основание необходимо устройство противofильтрационного слоя из синтетических нетканых гидроизоляционных материалов.

Согласно [1] также требуется подсыпка песочной подушки на дно и откосы шламового амбара. Подстилающим слоем должен быть слой грунта толщиной от 0,1 до 0,3 м, а толщина защитного слоя из грунта должна быть не менее 0,5 м. При этом грунт защитного слоя должен удовлетворять следующим требованиям: для создания грунтовых слоев (подстилающего и защитного) следует, как правило, применять песчаные грунты с частицами максимальной крупности до 5 мм. В грунте подстилающего и защитного слоев не должно быть льда, снега, камней, комьев грунта и других включений. Использование легких суглинков и супесей должно быть обосновано в проекте. Применение дробленых и естественных грунтов с крупнозернистыми частицами неокатанной формы не допускается. Грунт подстилающего и защитного слоев должен быть стойким против агрессивного действия складированной сточной жидкости. Содержание в грунте солей, растворимых в складированной жидкости, не должно превышать 5 % по массе.

Типовая конструкция шламового амбара, согласно требованиям [1], показана на рисунке 1.

По опыту проектирования нанесение защитного слоя из песчаного грунта может сопровождаться рядом сложностей: недостаточное обеспечение устойчивости грунта на откосах, внешние природно-климатические факторы. Кроме описанных проблем, необходимо отметить технико-экономические показатели. Основные технико-экономические показатели зависят от принятых в проекте размеров шламовых амбаров: площади в условных границах проектирования с учетом обвалования и ограждения конструкций. Размеры шламовых амбаров зависят от количества отходов бурения и технической конструкции. Использование подстилающего и защитного слоев, суммарной величиной 0,6 м, уменьшает полезный объем шламовых амбаров, что в значительной мере влияет на габариты шламовых конструкций и, как следствие, размеры кустовых площадок.

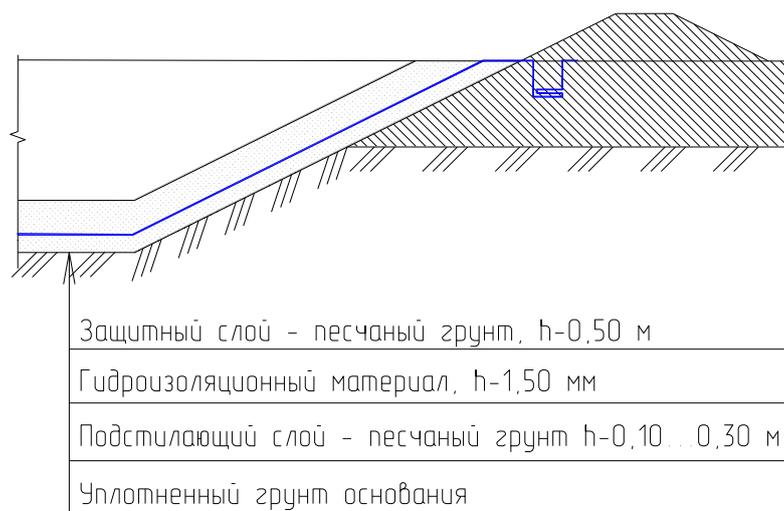


Рис. 1. Пример общего вида конструкции шламового амбара

Из рисунка 2 следует, что полезного объема от всей секции шламового амбара для твердой фазы под захоронение остается всего 65%, большие доли амбара уходят на защитные мероприятия и обеспечения максимального уровня заполнения 0,4 м от верха амбара.



Рис.2 – Соотношение долей использования секции амбара для твердой фазы

Применение песочной подушки, достаточно в большом объеме, не является целесообразным и обеспечивает лишь некую защиту гидроизоляционного слоя от механических повреждений ковшом экскаватора при перемешивании цементной массы. Теплопроводность песка достаточно хорошая, поэтому теплоизоляционной пользы такая подушка не несет.

В альтернативу песочной подушке возможно применить более эффективные методы комплексной защиты гидро-теплоизоляционными материалами, что особенно важно при размещении шламовых амбарах на многолетне-мерзлых грунтах. Теплообменные процессы в шламовых амбарах до сих пор

полностью не изучены. Такие исследования могли бы дать более объективную оценку по влиянию шламовых амбаров на эко-систему и определить наиболее оптимальные и современные способы защиты окружающей среды.

Таким образом, строительство шламовых амбаров в сегодняшнем виде не отвечает максимальным возможностям современного рынка технологий. Применяемые методы морально устарели. Необходим мониторинг рынка существующих технологий, подбор и анализ современных технологий с наибольшей технико-экономической эффективностью. Внедрение современных технологий в промышленные и производственные процессы обусловлено не только получением положительного экономического эффекта, но и экологическими факторами развития.

Список используемых источников информации:

1. СН 551-82 «Инструкция по проектированию и строительству противофильтрационных устройств из полиэтиленовой пленки для искусственных водоемов».
2. РД 39-133-94 «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше»
3. ДТПК «Типовые технические решения. Шламовые амбары».

**БИОТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КОГНИТИВНАЯ ГЕОМОДЕЛЬ
ЭКОЛОГИИ ДЛЯ МНОГОМАС-ШТАБНЫХ СТРУКТУР
УГЛЕРОДА, НЕФТИ И РАЗРАБОТКИ /BIOTECHNOLOGICAL
COGNITIVE GEOMODEL OF ECOLOGY FOR
MULTISCALE STRUCTURES OF CARBON, OIL AND THEIR
DEVELOPMENT/.**

*Попков В.И. popkov_vi@mail.ru
Штеренберг А.М., Попкова А.В.
ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара
ФГБОУ ВО «СамГТУ», г. Самара*

Аннотация

В работе предложено динамическое решение уравнения Навье-Стокса комплексированной маршрутизации сланцевого и карбонатного уплотнения систем и роботизированных технологий со стартом гетерогенной реакции фотосинтеза.

Ключевые слова: когнитивная геомодель, масштабная структура, структура углерода, уравнение Навье-Стокса

Abstract

Сборник материалов Всероссийской научно-практической конференции «Актуальные вопросы и инновационные решения в нефтегазовой отрасли»

The paper proposes a dynamic solution to the Navier-Stokes equation for integrated routing of shale and carbonate compaction systems and robotic technologies with the start of a heterogeneous reaction of photosynthesis.

Keywords: cognitive geomodel, scale structure, carbon structure, Navier-Stokes equation

Энергетический, социально-экологический кризис перелома экономик рынка, популизм политиков и завышенные ожидания от технологий - список самых серьезных глобальных рисков столетия. Для аддитивного управления этими технологиями необходимы системно интегрированные модели. Но, пока мусорные ДНК участвуют в развитии мозга, а изомерные технологии - в улучшении мусорных нефтяных систем, а фантомные структуры - в росте экономик, системная интеграция синтеза невозможна, поскольку эволюция не в создании мусора [1]. Однако, молекулярный и космический хаос, как граничные условия этих задач, носит гармонический характер синергии реликтовых излучений фотонов, бозонов и пыли: от фотонов к глине и опять к пыли [2]. Если математическое пространство может разрываться, а физическое время заканчиваться, то эволюция непрерывна и не останавливается. Предложено динамическое решение уравнения Навье-Стокса комплексированной маршрутизации сланцевого и карбонатного уплотнения систем и роботизированных технологий со стартом гетерогенной реакции фотосинтеза $6CO_2 + 6H_2O + hv \rightarrow C_6H_{12}O + 6O_2$ более 4 млрд. л. назад. Гетерогенные реакции протекают на разделе фаз с образованием пленок (рис.). Капли образуются гомогенно в объеме. Условия определяют критический размер зародыша для испарения и величину энергетического барьера для роста. И гетерогенно, когда связь внутри формирующейся новой фазы сильнее, чем с поверхностью. Во всех случаях появляются «бесконечные» производные деформации. Фотон выступает калибровочной константой $\alpha \sim hv$ энергии покоя и роста $E(u,t) = \rho VC^2 + \int^V \int^T \rho \langle uv \rangle dt dx$, могут быть др.



Рис. Гетерогенно-фазовая эволюция U_j синергии геофизических ритмов f_i , фотонов, бозонов, газа и микро - элементов в миниатюре «Петрофизика» [Попкова А.В.]

Энергия E - сорбционная интеграция по формуле А. Эйнштейна [2], корреляции $\langle \rangle$ плотности ρ объема V , времени T , подвижности $U(u,t) = \int^V \int^T \rho \langle uv \rangle dt dx$ гетерогенных многокомпонентных систем наноструктур пористых

адсорбентов, слоистых мембранных материалов коллоидных, дисперсных систем и плазменных фильтров. Нефть выступает эволюционно-топологическим объектом геофизической синергии органического вещества [3] структурно-пассионарной карбонизации адсорбции поглощения - отражения.

Список используемых источников информации:

1. Тимурзиев А.И. «Октябрьские тезисы», или о начале второго этапа подготовки научной революции по смене парадигмы нефтегазовой геологии в России. Недропользование XXI век. 2017. № 1, с. 116–120.
2. Попков В.И., Штеренберг А.М., Пчела К.В., Горнов Д.А. Моделирование стадийной геологии геологоразведочных работ для бурения на этапах разработки сложных коллекторов с использованием формулы А. Эйнштейна. 8я EAGE Международная геологическая и геофизическая конференция и выставка. Инновации в геонауках - время открытий. Санкт Петербург 2018, 4 с.
3. Попков В.И., Штеренберг А.М., Митина Е.В., Попкова А.В. Структурно-динамическая синергия геофизических ритмов диагенеза коллекторов нефти эволюционно-топологического решения уравнения Навье – Стокса. Структура и динамика молекулярных систем. Яльчик. 2017, с. 101.

**УСТАНОВЛЕНИЕ ЗОН С ОСОБЫМИ УСЛОВИЯМИ
ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕРРИТОРИИ НА СТАДИИ ВЫБОРА
МЕСТА РАЗМЕЩЕНИЯ ПРОЕКТИРУЕМОГО ОБЪЕКТА
/ESTABLISHMENT OF ZONES WITH SPECIAL CONDITIONS OF
USE OF THE TERRITORY AT THE STAGE OF SELECTING THE
LOCATION OF THE PROJECTED FACILITY/.**

Ширинхонова А.А. ShirinkhonovaAA@samnipi.rosneft.ru

Седойкина А.С. SedoykinaAS@samnipi.rosneft.ru

ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара

Аннотация

Приоритетным при выборе площадки размещения объекта должен быть вариант, где прогнозируемый экологический риск намечаемой деятельности будет минимальным. Размещение проектируемого объекта на выбранной территории зависит от наличия/отсутствия на ней зон с особыми условиями использования территории. Своевременное выявление таких зон на ранних этапах работ позволит избежать рисков, связанных с нарушением окружающей среды, биологического разнообразия, рационального использования и воспроизводства природных ресурсов.

Сборник материалов Всероссийской научно-практической конференции
«Актуальные вопросы и инновационные решения в нефтегазовой отрасли»

Abstract

When selecting the site for the facility placement, the priority should be the option where the projected environmental risk of the planned activity will be minimal. Placement of the projected facility in the selected area depends on the presence/absence of zones with special conditions of area use. Timely identification of such zones at the early stages of work will avoid risks associated with the violation of the environment, biodiversity, rational use and reproduction of natural resources.

Ключевые слова: инженерно-экологические изыскания, зоны с особыми условиями использования территории, зоны ограничений.

Keywords: engineering and environmental surveys, zones with special conditions of use of the territory, zones of restrictions.

При выборе мест размещения проектируемых объектов следует учитывать ближайшие и отдаленные экологические, экономические, демографические и иные последствия эксплуатации указанных объектов и соблюдать приоритет сохранения благоприятной окружающей среды, биологического разнообразия, рационального использования и воспроизводства природных ресурсов. Приоритетным при выборе площадки размещения объекта должен быть вариант, где прогнозируемый экологический риск намечаемой деятельности будет минимальным.

Проведению инженерно-экологических изысканий предшествуют работы по выбору места расположения проектируемых объектов. Одним из основополагающих критериев при выборе места размещения проектируемого объекта, с точки зрения экологии, является установление зон с особыми условиями использования территории.

Категория «зоны с особыми условиями использования территории» раскрывается в Градостроительном и Земельном Кодексах РФ.

Так, в соответствии со ст.1 Градостроительного Кодекса РФ, зоны с особыми условиями использования территорий - это охранные, санитарно-защитные зоны, зоны объектов культурного наследия (памятников истории и культуры) народов РФ, водоохранные зоны, зоны затопления, подтопления, зоны санитарной охраны источников питьевого и хозяйственно-бытового водоснабжения, зоны охраняемых объектов, иные зоны, устанавливаемые в соответствии с законодательством РФ.

Согласно ст.105 Земельного Кодекса РФ категория зон с особым условием использования территории раскрывается путем перечисления возможных ее видов.

С точки зрения экологии одними из самых важных являются следующие зоны:

1. охранный зона особо охраняемой природной территории (государственного природного заповедника, национального парка, природного парка, памятника природы);

2. охранный зона стационарных пунктов наблюдений за состоянием окружающей среды, ее загрязнением;
3. водоохранная (рыбоохранная) зона;
4. прибрежная защитная полоса;
5. округ санитарной (горно-санитарной) охраны лечебно-оздоровительных местностей, курортов и природных лечебных ресурсов;
6. зоны санитарной охраны источников питьевого и хозяйственно-бытового водоснабжения, а также устанавливаемые в случаях, предусмотренных Водным кодексом Российской Федерации, в отношении подземных водных объектов зоны специальной охраны;
7. санитарно-защитная зона;
8. рыбохозяйственная заповедная зона;

Правовой режим таких зон регламентируется не только градостроительным и земельным законодательством, но и законодательством в области электроэнергетики (охранные зоны объектов электросетевого хозяйства и охранные зоны объектов по производству электрической энергии), законодательством в области промышленной безопасности (охранные зоны магистральных трубопроводов и охранные зоны газораспределительных сетей), законодательством о железнодорожном транспорте (охранные зоны железных дорог), законодательством о санитарно-эпидемиологическом благополучии населения (санитарно-защитные зоны), природоресурсным законодательством (водоохранные зоны, зоны затопления и подтопления, рыбоохранные зоны и рыбохозяйственные заповедные зоны, лесопарковые зоны и зеленые зоны и т.д.) и другими отраслями российского законодательства.

Так, например, еще одним важным с точки зрения экологии ограничивающим фактором являются скотомогильники и их санитарно-защитные зоны. Правовой режим таких зон регламентируется законодательством о санитарно-эпидемиологическом благополучии населения, законодательством в области сельского хозяйства.

Скотомогильники животных, павших от сибирской язвы, представляют особую опасность для окружающей среды и населения. По тому так важно соблюдать ограничения на деятельность в границах их санитарно-защитных зон.

Наличие на выбираемых земельных участках каких-либо из вышеперечисленных зон накладывает определенные ограничения на возможность размещения проектируемого объекта.

Разберем конкретный пример: при выборе размещения объекта нефтяной промышленности не запрашивалась информация о наличии вблизи источников питьевого и хозяйственно-бытового водоснабжения и зон их санитарной охраны (ЗСО). Начались дальнейшие работы по оформлению землеустроительной документации, начался комплекс инженерно-

изыскательских работ. В рамках проведения инженерно-экологических изысканий от уполномоченных государственных органов получен ответ о том, что проектируемый объект попадает в первую зону санитарной охраны источника питьевого водоснабжения. Согласно СанПиН 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения» одним из ограничений в зоне первого пояса ЗСО является запрет на все виды строительства, не имеющие непосредственного отношения к эксплуатации, реконструкции и расширению водопроводных сооружений, в том числе прокладка трубопроводов различного назначения, размещение жилых и хозяйственно-бытовых зданий, проживание людей, применение ядохимикатов и удобрений.

Таким образом, полное или частичное размещение проектируемого объекта (в зависимости от его конфигурации) на выбранной территории невозможно и ограничивается в данном конкретном случае зонами санитарной охраны выявленного источника хозяйственно-питьевого водоснабжения.

Данная ситуация может привести к изменению конфигурации объекта, его смещению или полной отмене проектирования и строительства. Весь комплекс работ, выполненных до момента обнаружения данной зоны с особыми условиями использования территории, необходимо будет начать заново, что может повлечь за собой значительное увеличение финансирования проекта.

Своевременное выявление зон с особыми условиями использования территории на ранних этапах работ по выбору места размещения проектируемого объекта позволит избежать подобных рисков на всех последующих стадиях разработки предпроектной и проектной документации.

Список используемых источников информации:

1. Кодекс 190-ФЗ Градостроительный кодекс Российской Федерации
2. Кодекс 136-ФЗ Земельный кодекс Российской Федерации
3. Кодекс Водный кодекс Российской Федерации
4. Федеральный закон 33-ФЗ Об особо охраняемых природных территориях
5. Федеральный закон 113-ФЗ О гидрометеорологической службе;
6. Федеральный закон 166-ФЗ О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов
7. Федеральный закон 170-ФЗ Об использовании атомной энергии
8. Федеральный закон 257-ФЗ Об автомобильных дорогах и о дорожной деятельности в Российской Федерации и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации
9. Федеральный закон 73-ФЗ Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации

10. Федеральный закон 52-ФЗ О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения
11. Постановление Правительства РФ от 02.12.2017 N 1460 "Об утверждении Правил установления приаэродромной территории, Правил выделения на приаэродромной территории подзон и Правил разрешения разногласий, возникающих между высшими исполнительными органами государственной власти субъектов Российской Федерации и уполномоченными Правительством Российской Федерации федеральными органами исполнительной власти при согласовании проекта решения об установлении приаэродромной территории"
12. Постановление Правительства РФ от 5 мая 2014 г. N 405 "Об установлении запретных и иных зон с особыми условиями использования земель для обеспечения функционирования военных объектов Вооруженных Сил Российской Федерации, других войск, воинских формирований и органов, выполняющих задачи в области обороны страны"
13. Постановление 743 Правила установления рыбоохранных зон
14. Постановление 1425 Об утверждении Положения об округах санитарной и горно-санитарной охраны лечебно-оздоровительных местностей и курортов федерального значения
15. Постановление 749 Об утверждении Правил определения зоны безопасности с особым правовым режимом объекта использования атомной энергии и Правил обеспечения особого правового режима зоны безопасности с особым правовым режимом объекта использования атомной энергии"
16. Постановление 1005 Правила образования рыбохозяйственных заповедных зон
17. Постановление 884 Правила установления охранных зон для гидроэнергетических объектов
18. Постановление Совет Министров СССР от 6 января 1983 года № 19 «Об усилении мер по обеспечению сохранности гидрометеорологических станций, осуществляющих наблюдение и контроль за состоянием природной среды»;
19. Приказ 4 Порядок установления и использования придорожных полос автомобильных дорог федерального значения
20. Правила охраны линий и сооружений связи Российской Федерации
21. Положение о зоне охраняемого объекта
22. Положение о создании охранных зон стационарных пунктов наблюдений за состоянием окружающей природной среды, ее загрязнением
23. Положение о зонах затопления, подтопления
24. Положение об охранных зонах пунктов государственной геодезической сети, государственной нивелирной сети и государственной гравиметрической сети

25. Распоряжение Правительства РФ от 05.03.2015 N 368-р «Об утверждении границ водоохранной и рыбоохранной зон озера Байкал»
26. Постановление 884 Правила установления охранных зон для гидроэнергетических объектов
27. СанПиН 2.1.4.1110-02 Зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения.
28. Правила установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон
29. Правила установления и использования полос отвода и охранных зон железных дорог
30. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов
31. СанПиН 2.1.8/2.2.4.1383-03 Гигиенические требования к размещению и эксплуатации передающих радиотехнических объектов
32. СП 2.6.1.2216-07 Санитарно-защитные зоны и зоны наблюдения радиационных объектов. Условия эксплуатации и обоснование границ
33. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы
34. СП 3.1.7.2629-10 Профилактика сибирской язвы
35. СНиП 32-02-2003 Метрополитены

СЕКЦИЯ: ЭНЕРГЕТИКА

**МЕТОДОЛОГИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО АНАЛИЗА И
ОЦЕНКИ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ПОГРУЖНЫХ
ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ НЕФТЕДОБЫЧИ /METHODOLOGY OF
INTELLECTUAL ANALYSIS AND ESTIMATION OF THE
RESIDUAL LIFE OF SUBMERSIBLE ELECTRIC MOTORS OF OIL
PRODUCTION/.**

*Романов В.С. romanov_v.s@mail.ru
ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара*

Аннотация

Состояние и уровень качества эксплуатации электротехнического комплекса погружного электрооборудования нефтяных месторождений напрямую зависит от безаварийной и надежной эксплуатации составляющих элементов оборудования скважины, в особенности погружных электродвигателей. Статистика отказов показывает, что на данный момент в отрасли имеет место и прогрессирует высокая аварийность погружного электрооборудования (ПЭО), в особенности погружных электродвигателей (ПЭД), вызванная различными осложняющими факторами. Вопрос разработки интеллектуальных систем и методов оценки, прогнозирования индивидуального ресурса ПЭД является актуальным и требующим безотлагательного решения, особенно в существующих кризисных условиях.

Ключевые слова: погружное электрооборудование, погружные электродвигатели, нефтедобыча, надежность, данные статистики отказов, показатели на-должности, наработка на отказ, ресурс оборудования, оценка остаточного ресурса погружных электродвигателей.

Abstract

The state and level of quality of operation of the electrical complex of submersible electrical equipment of oil fields directly depends on the trouble-free and reliable operation of the constituent elements of the well equipment, in particular submersible electric motors. Failure statistics show that at the moment in the industry there is and is progressing a high accident rate of submersible electrical equipment (SEE), especially submersible electric motors (SEM), caused by various complicating factors. The issue of developing intelligent systems and methods for assessing, predicting the individual resource of SEM is relevant and requires an urgent solution, especially in the existing crisis conditions.

Key words: submersible electrical equipment, submersible electric motors, oil production, reliability, data of failure statistics, performance indicators, mean time between failures, equipment life, assessment of the residual life of submersible electric motors.

Обеспечение экономически эффективной работы электротехнических комплексов нефтедобычи является реализацией положений Федерального закона «Об электроэнергетике». Это полностью относится к погружным электродвигателям (ПЭД), которые широко используются для откачки нефти из пласта, как на новых месторождениях, так и интенсивно эксплуатируемых длительное время. Ограничения по финансированию, сложившиеся в современных экономических условиях и недостатки организационно-финансовой системы управления в нефтяной отрасли привели к тому, что износ электропогружных установок (ЭПУ) и ПЭД достиг 70% и более [1, 2]. Это предопределяет необходимость разработки инновационных подходов к применению погружного электрооборудования (ПЭО) на всех этапах его жизненного цикла (ЖЦ) для сбалансированного решения при стратегическом выборе: замена старого ПЭО на новое или полномасштабный ремонт [3].

Решение ключевых задач, связанных с комплексным обеспечением надежности ЭПУ и ПЭД на экономически обоснованном уровне, производится с помощью современных методов и средств повышения надежности работы и совершенствования организации эксплуатации всей системы ПЭО [5].

В данной работе рассматриваются ключевые свойства погружного оборудования нефтедобычи, характеризующие его надежность и долговечность – это срок его службы и ресурс. Данные показатели закладываются в оборудование на стадии его проектирования и изготовления и уссовершенствуются или поддерживаются на заданном уровне при его эксплуатации [5, 6]. ЭПУ нефтедобычи, в том числе и ПЭД, при эксплуатации подвержены влиянию разнообразных факторов и воздействий, их эксплуатация сопряжена с резкопеременными режимами работы, именно поэтому можно утверждать, что практика их эксплуатации является информативным показателем испытания оборудования на надежность [7]. Одним из ключевых факторов повышения надежности является увеличение ресурса оборудования, к примеру увеличение ресурса ПЭД, как наиболее ответственного и повреждаемого узла электропогружной установки (ЭПУ) (22,7% отказов) [10], приведет к уменьшению трудовых, эксплуатационных затрат и, как следствие, к достижению существенного экономического эффекта. Следует отметить, что отдельный интерес представляет вопрос прогнозирования ресурса отдельно взятого ПЭД.

В предыдущих исследованиях [10, 14] автором составлена и проанализирована актуальная база данных по технологическим нарушениям на ПЭО нефтедобычи в Поволжском регионе за период 2013-2017 года, выполнено вероятностно-статистическое моделирование наработки на отказ ПЭД. Исследования, представленные в данной работе, являются логическим продолжением описанных ранее работ. Для понимания процессов, явлений и принятых допущений целесообразно представить часть из них. Для удобства обработки статистического материала по отказам ПЭД произведена выборка

и объединение всего парка ПЭД, охваченных статистикой отказов, в общие группы. Ключевым параметром при формировании групп служила мощность ПЭД. На рисунке 1 представлена диаграмма отказов парка ПЭД по типоразмерам. Из данных рисунка 1 видно, что на ПЭД-32 и ПЭД-45 приходится наибольшее количество отказов. Данные типы двигателей наиболее распространены в структуре нефтедобычи Поволжья.

В контексте выполненного исследования представлена методология интеллектуального анализа и оценки индивидуального остаточного ресурса ПЭД, основанная на использовании статистических данных эксплуатации и методов алгебры. Произведенное исследование послужит незаменимой базой для создания автоматизированных систем расчета для определения ресурса электрооборудования.

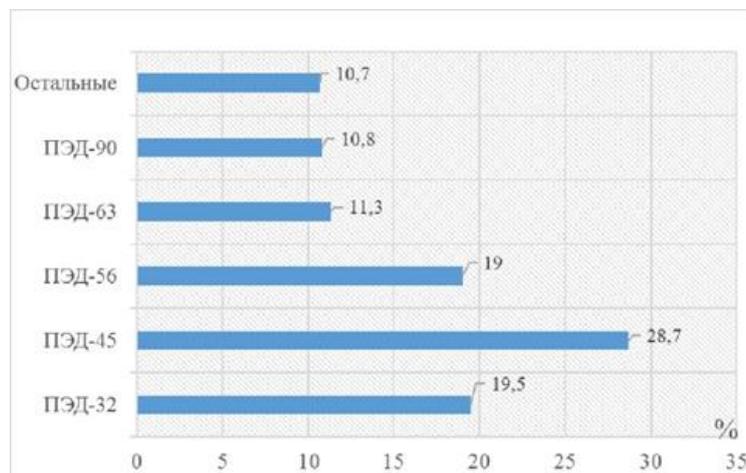


Рис. 1. Диаграмма отказов основных типоразмеров ПЭД (все значения в %)

Для каждой из условных групп ПЭД [10] индивидуальный остаточный ресурс определен до следующего ремонта (текущего или капитального). При определении уровней остаточного ресурса ПЭД перед текущим и капитальными ремонтами использовался метод экспертных оценок, основанный на анализе литературных источников и опыте ведущих специалистов в нефтяной отрасли [5, 9, 13, 14, 15]. Остаточный ресурс ПЭД после проведения текущих и капитальных ремонтов определяется косвенным путем как отношение наработки на отказ после ремонта к наработке на отказ нового ПЭД. На рисунке 2 показаны результаты для самых распространенных групп ПЭД – ПЭД-32 и ПЭД-45. По аналогии находят индивидуальные сроки для других профилактических мероприятий. Кривые, построенные на рисунке 2 наглядно иллюстрируют зависимость остаточного ресурса условной группы ПЭД с течением времени эксплуатации. На практике представленные зависимости находят значительное применение, так как позволяют информативно определить качество эксплуатации ПЭД [12, 15], эффективно подойти к вопросу организации текущих и капитальных

ремонт и связанных с ними организационно-хозяйственными процессами (поставка запасных частей, оборудования и т.п.).

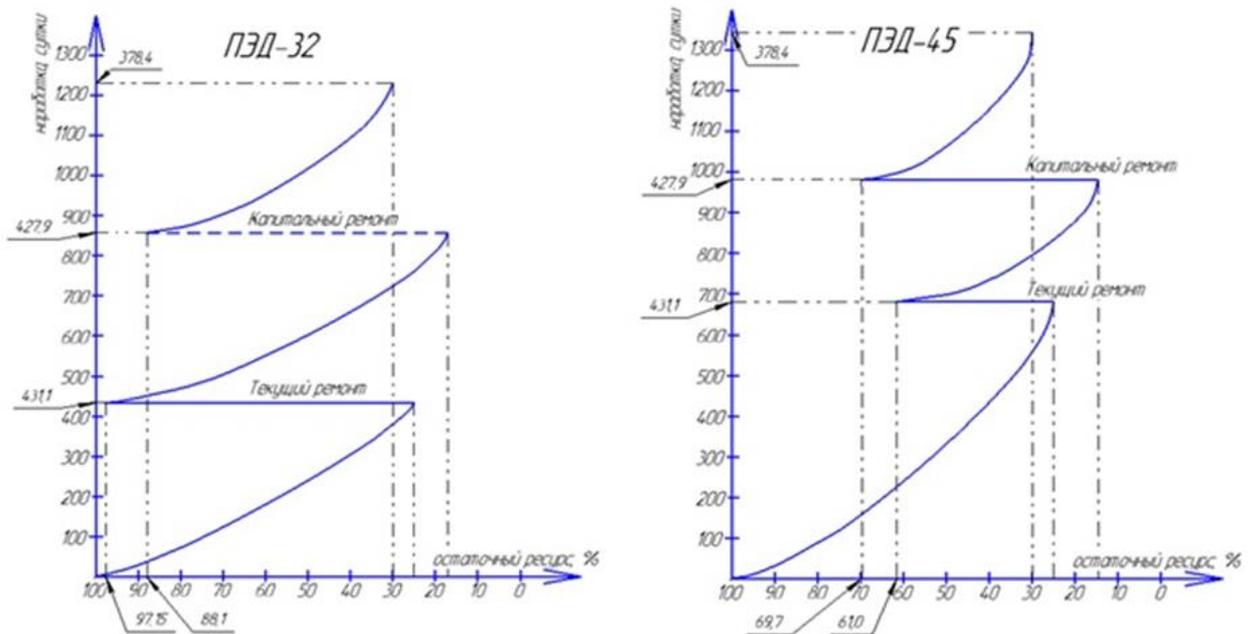


Рис. 2. Кривые оценки остаточного ресурса для условных групп ПЭД-32 и ПЭД-45

На следующем этапе работы предложена детерминистская схема решения задачи определения жизненного цикла ПЭД. Основой для детерминистского подхода служит последующее изменение или модификация математической модели технической системы (в данном случае ЭПУ и ПЭД), используемой для нахождения интервала упреждения прогноза [13]. В основу этой модели положены ретроспективные данные.

Можно утверждать, что изменение длительности жизненного цикла или наработки на отказ ЭПУ и ПЭД - ΔT будет пропорционально абсолютному периоду T приращению показателя, определяющего технический уровень ΔQ и некоторой функции $F(Q)$, которая зависит от изменения технического уровня во времени t . Таким образом, можно записать выражение:

$$\Delta T = TF(Q)\Delta Q \quad (1)$$

Можно утверждать, что любой элемент системы в процессе своего развития и совершенствования достигает предела [16], поэтому несложно заключить, что при достаточно большом времени t , приближающемся к длительности жизненного цикла T , значение функции $F(Q)$ стремится к «0» или постоянной величине. Исходя из описанных рассуждений запишем:

$$\lim_{t \rightarrow T} F(Q) = 0 \quad (2)$$

Данному условию соответствует функция:

$$F(Q) = 1 - Q \quad (3)$$

При значении $t \rightarrow T$ нормированное значение технического уровня будет стремиться к своему максимальному значению, равное 1.

Используя уравнение (1), выполнив в нем преобразование - перейдя от приращений к дифференциалам, применяя выражение, полученное в (3) получаем дифференциальное уравнение для определения продолжительности жизненного цикла элемента (в данном случае ПЭД) в зависимости от его технического уровня:

$$\frac{dT}{T} = (1 - Q)dQ \quad (4)$$

Решение уравнения (4) имеет вид:

$$\ln T = Q - \frac{1}{2}Q^2 + \ln C \quad (5)$$

Если принять допущение, что новый элемент системы (в данном случае ПЭД) изготавливается на уровне прототипа, то его жизненный цикл будет схож с жизненным циклом элемента-прототипа [3]. Постоянная C может быть найдена из условия $Q = Q_0$ при $T = T_0$, где Q_0 - показатель технического уровня прототипа, T_0 - показатель продолжительности жизненного цикла прототипа, в данном случае рассматривается среднее значение наработки на отказ для условных групп ПЭД за определенный период времени (2013-2019 года) по данным статистики технологических нарушений предприятия АО «Самаранефтегаз».

Можно записать:

$$\ln C = \ln T_0 - Q_0 + \frac{1}{2}Q_0^2; \quad (6)$$

$$T = T_0 \exp\left[Q - 0,5Q^2 + Q_0(0,5Q_0 - 1)\right] \quad (7)$$

Если нормирование показателя технического уровня произвести по отношению к значению Q , то последнее выражение примет вид

$$T = T_0 \exp\left[0,5 + \frac{Q_0}{Q(0,5Q_0/Q - 1)}\right] \quad (8)$$

Таким образом получено дифференциальное уравнение для определения продолжительности жизненного цикла ПЭД в зависимости от его технического уровня.

Используя выражение, полученное в (8), выполним расчет длительности жизненного цикла ПЭД или, другими словами, определим величину индивидуального ресурса для условных групп ПЭД:

- для группы «ПЭД-32» значение $t = 188$ суток;
- для группы «ПЭД-45» значение $t = 161$ суток;
- для группы «ПЭД-56» значение $t = 39$ суток;
- для группы «ПЭД-63» значение $t = 67$ суток.



Рис. 3. Основные причины преждевременных отказов в работе ЭПУ и ПЭД

В директивных документах и регламентах нефтедобывающих компаний компании [5, 7, 10] установлена предельно допустимая норма индивидуального ресурса для погружных электродвигателей, которая составляет 180 суток. ЭПУ, отработавшие менее 180 суток относят к категории оборудования с преждевременными отказами, то есть отказами, произошедшими на скважинах с наработкой с момента кнопочного пуска до 180 суток включительно. На основании произведенных расчетов несложно заметить, что установленным требованиям надежности соответствует лишь группа ПЭД-32. Группы ПЭД-45, ПЭД-56, ПЭД-63 являются низко надёжными, причем норма индивидуального ресурса ПЭД-56 более чем 5 раз ниже регламентированной (180 суток). В ходе анализа полученных данных выявлено, что для ПЭД-32 неэффективность ремонтов равна 23%, ПЭД-56 – 51%, для 12% ПЭД-56 характерны преждевременные отказы [11, 13, 16]. Представленные факты свидетельствуют об существенном износе парка ПЭД и низкой эффективности восстановительных ремонтов. На рисунке 3 рассмотрены основные причины преждевременных отказов в работе ЭПУ. С целью повышения надежности ЭПУ и ПЭД, как составного элемента ЭПУ, следует минимизировать, либо свести к нулю все факторы, снижающие надежность оборудования.

Заключение

1. Используя положения интеллектуального подхода [12 - 16] в оценке информации о накопленном опыте эксплуатации и статистических данных по отказам ЭПУ и ПЭД, а также результаты критического анализа данных известных исследований [2 - 5], можно выделить основные тенденции по повышению надежности погружных электродвигателей:

- применение деталей и узлов ПЭД с равномерным (оптимальным) распределением нагрузок (тепловой, механической и электрической), применение композитных материалов, обладающих повышенной прочностью с улучшенными свойствами;
 - защита от коррозии, применение коррозионно-стойких материалов, антикоррозийных покрытий в элементах конструкции ПЭД, использование ингибиторов коррозии и материалов с низкой электропроводностью;
 - для ПЭД, как для электрических машин, насущной задачей является разработка изоляции для обмоточных проводов с улучшенными свойствами, способными выдерживать повышенные значения температур в совокупности с допустимыми перегрузками оборудования и компактными размерами. Кардинально инновационными изменениями в данном направлении считаю применение эффекта высокотемпературной сверхпроводимости, что позволит получить совершенно новые свойства оборудования в комплексе с компактными размерами;
 - инновационные изменения конструкции ПЭД: использование вентильного привода, повышение частоты вращения 3000-6000 об/мин и номинального напряжения, схемные и параметрические изменения конструкций и др. Все они стратегически направлены на повышение энергоэффективности, энергосбережения и увеличения межремонтных промежутков.
2. Составлены кривые оценки остаточного ресурса и дифференциальное уравнение для определения продолжительности жизненного цикла ПЭД в зависимости от его технического уровня. Установлены максимально допустимые величины нормы индивидуального ресурса для ПЭД. Полученные значения свидетельствуют о низкой надежности ПЭД и относят их к категории оборудования с преждевременными отказами (наработка менее 180 суток). Результаты расчетов позволяют уточнить регламенты эксплуатации ПЭД, пересмотреть существующие подходы организации ТОиР и, как следствие, повысить эффективность функционирования оборудования скважины.
3. Принятие стратегического решения о продолжении дальнейшей эксплуатации, работающей ЭПУ и ПЭД, модернизации или замене должно производиться по результатам оценки состояния текущих ресурсов и технико-экономического сопоставления вариантов на основе статистической информации об аварийности.
4. Разработана оригинальная методология оценки и прогнозирования индивидуального ресурса ПЭД, которая в дальнейшем послужит расчетной базой для реализации и создания автоматизированных систем расчета по определению ресурса электрооборудования.

Список используемых источников информации:

1. Алекперов В.Ю. Установки погружных центробежных насосов для добычи нефти / В.Ю. Алекперов, В.Я. Кершенбаум, - М.: Наука и техника, 1998. – 611.
2. Алиев И.М. Диагностирование работы нефтяных скважин, эксплуатируемых погружными центробежными насосами; Автореф. дисс. канд. техн. наук: 05.15.06. – Москва: ВНИИ им академика А.П. Крылова, 1988. – 25 с.
3. Бабаев С.Г. Основы теории надежности нефтепромыслового оборудования / С.Г. Бабаев, И.А. Габибов, Р.Х. Меликов – Баку: АГНА, 2015. – 400 с.
4. Байков И.Р. Анализ временных рядов как метод прогнозирования и диагностики в нефтедобыче / И.Р. Байков, Е.А. Смородов, В.Г. Деев // Нефтяное хозяйство. – 2002. – №2. – С. 71-74.
5. Гирфанов А.А. Анализ эксплуатационной надежности ЭПУ / А.А. Гирфанов, В.Г. Гольдштейн, Д.Н. Дадонов // Сбор. докл. IX Росс. научн.-техн. конф. по электромагнитной совместимости технических средств и электромагнитной безопасности ЭМС-2006. – Санкт-Петербург, 2006. – С. 173 - 176.
6. Замиховский Л.М. Техническая диагностика погружных электроустановок для добычи / Л.М. Замиховский, В.П. Калявин – Снятын: Прут Принт, 1999. – 234 с.
7. Мамедов О.Г. Научные основы повышения эксплуатационной надежности погружных электродвигателей: Монография. – Баку: изд-во «Элм», 2010 - 183 с.
8. Перельман О.М. Методики определения надежности погружного оборудования и опыт ее применения / О.М. Перельман, С.Н. Пещеренко, А.И. Рябинович, С.Д. Слепченко // Технологии ТЭК. – 2005. – №3. – С. 66 – 73.
9. Портнягин А.Л. Модель оценки остаточного ресурса погружного оборудования / А.Л. Портнягин, И.Г. Соловьев // Вестн. кибернетики. – 2002. – № 1. – С. 103–108.
10. Романов В.С. Методы динамического совершенствования повышения энергоэффективности и надежности погружных электродвигателей нефтедобычи / В.С. Романов, В.Г. Гольдштейн // Журнал «Динамика систем, механизмов и машин». Динамика электротехнических комплексов и систем. 2017. – Том 5. – № 3. – С. 96 - 100.
11. Сушков В.В., Тимошкин В.В., Сухачев И.С., Сидоров С.В. Оценка остаточного ресурса изоляции погружного электродвигателя установок электрических центробежных насосов добычи нефти при воздействиях импульсных перенапряжений. Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2017. Т. 328. № 10. 74–80.
12. Bauer H., Langer G. Modelle und Stategien fur Prufungen der elektromagnetischen Vertraglichkcit (EMV). Elektric. 1988. №11. p. 409 – 415.

13. Brinner T.R. Lighting protection for submergible oilwell pumps / T.R. Brinner, J. Bulmer, Kellg // 32-nd Annu. Petrol. and Chem. Ind. Conf., Houston tex., sept. 9 – 11, 1985. Rec. Conf. Pap. New York. 1985.
14. Romanov V.S. The dynamic improvement methods of energy efficiency and reliability of oil production submersible electric motors / V.S. Romanov, V.G. Goldstein : IOP Conf. Series: Journal of Physics: Conf. Series. - Volume 944, №012099, conference 1, 2018.
15. Sukhachev I.S. An algorithm of the loss risk assessment in the oil production in case of electric submersible motor failure / I.S. Sukhachev, T.D. Gladkikh, V.V. Sushkov // IEEE Conference 2016 Dynamics of Systems, Mechanisms and Machines. - Omsk, 2016. - №7819089. DOI:10.1109/Dynamics.2016.7819089.
16. Sushkov V.V. Specific of Ride Through Solutions for Electric Submerisable Pumps with Adjustable Speed Drive / V.V. Sushkov. A.S. Martianov // Dynamics of Systems. Mechanisms and Machines (Dynamics). - Omsk: IEEE. 2014. - P. 1-4. DOI: 10.1109/Dynamics.2014.7005681.

**ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ РЕГУЛИРОВАНИЯ
НАПРЯЖЕНИЯ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДСТАНЦИИ
/JUSTIFICATION OF THE NEED FOR VOLTAGE REGULATION
OF THE FIELD SUBSTATION/.**

*Стариков А.В. star58@mail.ru
Табачникова Т.В., Казанцев А.А.
ФГБОУ ВО «СамГТУ», г. Самара*

Аннотация.

В статье рассматривается задача поиска оптимального уровня напряжения промышленной подстанции, обеспечивающего минимальные удельные затраты электроэнергии при механизированной добыче нефти. Показано, что погружные электродвигатели представляют собой нелинейные объекты с позиции потребления активной и реактивной мощности в функции напряжения, что является предпосылкой для поиска экстремума. Произведен расчет потерь электроэнергии, потребляемой активной и реактивной мощности гипотетической отходящей линии, питающей скважины, оснащенные погружными электроцентробежными насосами, при различных значениях напряжения на самом удаленном двигателе. Приведены результаты расчета, наглядно показывающие, что оптимальная величина напряжения промышленной подстанции зависит от выбранного критерия оптимизации. Кроме того, на выбор напряжения существенно влияют конденсаторные батареи, предназначенные для компенсации потребляемой реактивной мощности.

Ключевые слова: оптимальный уровень напряжения, промышленная подстанция, погружной электродвигатель, удельные затраты электроэнергии.

Abstract.

The article deals with the problem of finding the optimal voltage level of the field substation, which ensures the minimum specific power consumption during mechanized oil production. It is shown that submersible electric motors are nonlinear objects from the point of view of consumption of active and reactive power as a function of voltage, which is a prerequisite for searching for an extremum. The calculation of the losses of electricity, consumed active and reactive power of a hypothetical outgoing line feeding wells equipped with submersible electric centrifugal pumps, at various voltage values at the most distant motor is produced. The calculation results are given, which clearly show that the optimal voltage value of the field substation depends on the selected optimization criterion. In addition, the choice of voltage is significantly influenced by capacitor banks designed to compensate for the consumed reactive power.

Key words: optimal voltage level, field substation, submersible electric motor, specific power consumption.

Рассмотрим гипотетическую отходящую линию нефтяного промысла, к которой подключены три одинаковых погружных электродвигателя (ПЭД) с центробежными насосами, добывающими нефть из абсолютно одинаковых скважин (рис. 1). Будем считать, что в каждом электротехническом комплексе скважины используются погружные электродвигателя ПЭД45-103 со следующими техническими данными: мощность $P_{ном} = 45$ кВт; линейное напряжение $U_{1л.ном} = 1400$ В; ток $I_{1.ном} = 28$ А; коэффициент полезного действия $\eta_{ном} = 81$ %; $\cos \varphi = 0,83$; скольжение $s_{ном} = 0,055$; число пар полюсов $Z_n = 1$; скорость идеального холостого хода $\omega_0 = 314$ рад/с; номинальная скорость $\omega_{ном} = 296,881$ рад/с; номинальный момент $M_{ном} = 151,576$ Нм; $R_{2Г} = 1,868$ Ом; $X_k = 6,884$ Ом; $X_m = 68,414$ Ом; $k_{\omega y}^{U_1} = 0,0511$ рад/Вс; $M_0 = 8,189$ Нм.

Каждая скважина характеризуется следующими параметрами: $H_{нас} = 1646$ м, $Q_{нас} = 87$ м³/сутки, $\eta_{нас} = 0,47$, $\rho = 1067$ кг/м³; $k_M = 1,328 \cdot 10^{-3}$ Нмс²/рад².

Для питания ПЭД нестандартным напряжения установлены повышающие трансформаторы ТМПН номинальной мощностью 100 кВА, коэффициентом трансформации $k_{ТМПН} = 3,65$ и параметрами: $\Delta P_{xx.ТМПН} = 0,31$ кВт; $\Delta P_{кз.ТМПН} = 2,4$; $U_{к.ТМПН, \%} = 5,5$ %; $I_{xx.ТМПН, \%} = 2,2$ %. Для сопряжения с воздушной линией электропередач в каждом электротехническом комплексе добывающей скважины применен понижающий трансформатор 6/0,4 кВ с номинальной мощностью 100 кВА, коэффициентом трансформации $k_{nm} = 15$ и следующими паспортными данными: $\Delta P_{xx.nm} = 0,29$ кВт; $\Delta P_{кз.nm} = 1,98$ кВт; $U_{к.nm, \%} = 4,5$ %; $I_{xx.nm, \%} = 2,2$ %.

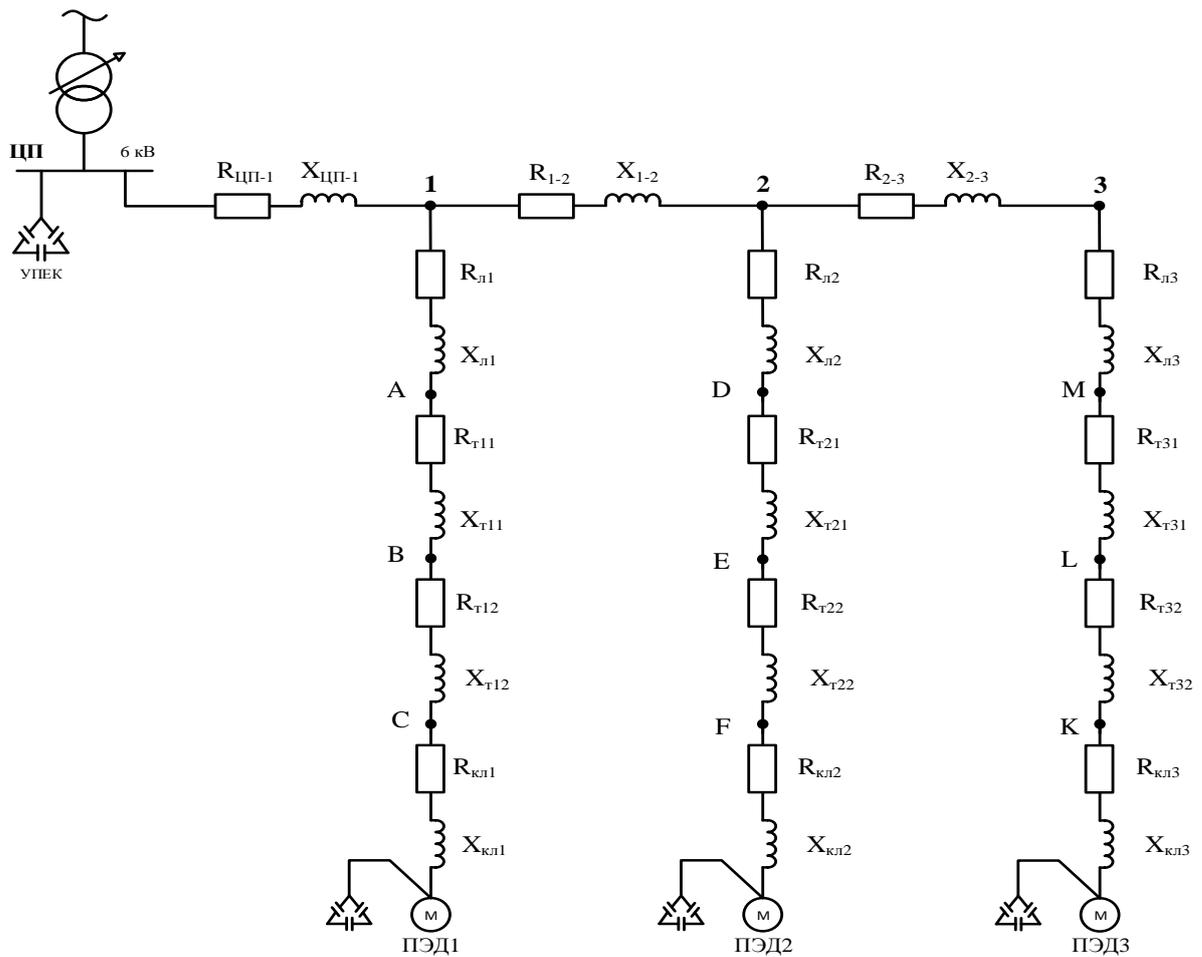


Рис. 1. Принципиальная схема гипотетической отходящей линии с тремя ПЭД

Соединительные кабели, с помощью которых погружные двигатели подключены к повышающим трансформаторам имеют активное сопротивление $R_{кл1} = R_{кл2} = R_{кл3} = 1,191$ Ом и реактивное сопротивление $X_{кл1} = X_{кл2} = X_{кл3} = 0,199$ Ом. Сопротивления воздушных линий, соединяющих понижающие трансформаторы с узлами отходящей линии, имеют следующие значения: $R_{л1} = R_{л2} = R_{л3} = 0,92$ Ом, $X_{л1} = X_{л2} = X_{л3} = 0,77$ Ом. Участки отходящей линии между узлами характеризуются сопротивлениями: $R_{цп-1} = 1,02$ Ом; $X_{цп-1} = 0,85$ Ом; $R_{1-2} = 1,224$ Ом; $X_{1-2} = 1,202$ Ом; $R_{2-3} = 0,612$ Ом; $X_{2-3} = 0,51$ Ом. Индивидуальные конденсаторные батареи, установленные непосредственно на ПЭД имеют реактивное сопротивление $X_{кв} = 70,771$ Ом.

Любой асинхронный двигатель описывается системой пяти нелинейных дифференциальных уравнений, аналитического решения которых принципиально не существует. Поэтому даже для выбора оптимального по какому-либо критерию уровня напряжения питания одного двигателя необходимо пользоваться численными методами расчета.

Задача определения оптимальной величины напряжения центра питания отходящей линии на нефтяном промысле еще более усложняется, поскольку к одной отходящей линии может быть подключено 10 и более скважин, и количество решаемых одновременно уравнений существенно возрастает. Поэтому принципиально поиск оптимальной величины напряжения центра питания должен производиться численными методами с привлечением того или иного программного продукта, позволяющего использовать поисковые алгоритмы.

Для выявления всех закономерностей на первом этапе определим оптимальную величину напряжения в центре питания рассматриваемой отходящей линии, когда индивидуальная конденсаторная батарея для компенсации реактивной мощности ПЭД не используется.

Начнем поиск оптимального решения с расчет требуемого напряжения в центре питания, обеспечивающего на статоре самого удаленного ПЭДЗ напряжение на 10% меньше номинального ($\Delta U_{1ПЭДЗ} = -0,1U_{1,ном.ПЭДЗ}$), то есть потребуем, чтобы фазное напряжение на статоре этого двигателя было равно $U_{1ПЭДЗ} = 727,2$ В. Скорость вращения ПЭДЗ и центробежного насоса в скважине, подключенной к 3-му узлу отходящей линии можно определить по формуле [1, 2]

$$\omega_3 = \frac{-M_{ном} + \sqrt{M_{ном}^2 + 4k_M (\omega_0 - \omega_{ном} - k_{\omega}^{U_1} \Delta U_{1ПЭДЗ}) [M_{ном} \omega_0 - (\omega_0 - \omega_{ном} - k_{\omega}^{U_1} \Delta U_{1ПЭДЗ}) M_0]}}{2k_M (\omega_0 - \omega_{ном} - k_{\omega}^{U_1} \Delta U_{1ПЭДЗ})} \quad (1)$$

Следовательно, ПЭДЗ будет потреблять активную мощность

$$P_{ПЭДЗ} = \frac{k_M \omega_3^3 + M_0 \omega_3}{\eta} \quad (2)$$

Фактическое скольжение ротора ПЭДЗ будет равно

$$s_3 = \frac{\omega_0 - \omega_3}{\omega_0},$$

поэтому можно посчитать приближенное значение потребляемой этим двигателем реактивной мощности по выражению [3]

$$Q_{ПЭДЗ} = 3U_{1ПЭДЗ}^2 \left(\frac{s_3^2 X_k}{R_{2Г}^2 + s_3^2 X_k^2} + \frac{U_{1ПЭДЗ}^v}{X_m} \right) \quad (3)$$

Формулы (1) – (3) показывают существенно нелинейную зависимость потребляемой ПЭД активной и реактивной мощности от напряжения статора. Это является основой для поиска оптимальной величины напряжения центра питания (промысловой подстанции) отходящей линии, осуществляющей питание электротехнических комплексов добывающих скважин.

Рассчитывая по известным формулам потери активной и реактивной мощности на соединительном кабеле, повышающем и понижающем трансформаторах, элементах воздушных линий можно определить все необходимые энергетические показатели потребления электрической энергии из центра питания.

Предположим, что дебит скважины при номинальном напряжении на статоре и номинальной скорости ПЭД совпадает с производительностью центробежного насоса $Q_{нас}$. Примем также в качестве рабочей гипотезы, что производительность насоса прямо пропорциональна скорости вращения, тогда можно посчитать общий дебит трех скважин

$$Q = \frac{Q_{нас} \omega_3}{\omega_{ном3}} + \frac{Q_{нас} \omega_2}{\omega_{ном3}} + \frac{Q_{нас} \omega_1}{\omega_{ном3}}. \quad (4)$$

Введем также в рассмотрение коэффициент энергетической эффективности механизированной добычи нефти, который будет определяться формулой

$$k_{эф} = \frac{Q}{P_{цп}}.$$

Интересным также является определение удельных затрат электроэнергии на кубометр добываемой жидкости

$$E_1 = \frac{24P_{цп}}{Q};$$

$$E_2 = \frac{24S_{цп}}{Q}.$$

Производя расчеты также при напряжении статора самого удаленного ПЭД $\Delta U_{1ПЭД3} = -0,05U_{1.ном.ПЭД3}$, $\Delta U_{1ПЭД3} = -0,025U_{1.ном.ПЭД3}$, $\Delta U_{1ПЭД3} = 0$, $\Delta U_{1ПЭД3} = 0,025U_{1.ном.ПЭД3}$, $\Delta U_{1ПЭД3} = 0,05U_{1.ном.ПЭД3}$ и $\Delta U_{1ПЭД3} = 0,1U_{1.ном.ПЭД3}$ получим данные для выбора оптимального значения напряжения промышленной подстанции гипотетической отходящей линии нефтяного промысла $U_{цп}$ без учета индивидуальных конденсаторных батарей ПЭД (таблица 1).

Таблица 1.

Зависимости потребляемой мощности $P_{цп}$, $Q_{цп}$ и $S_{цп}$ из центра питания, суммарных потерь мощности ΔP , ΔQ и напряжения ΔU в кабельных и воздушных линиях и трансформаторах, коэффициента эффективности нефтяной добычи $k_{эф}$ и удельных затрат электроэнергии E_1 и E_2 от напряжения в центре питания $U_{цп}$ без учета индивидуальных конденсаторных батарей ПЭД

$\Delta U_3, \%$	-10%	-5%	-2,5%	0%	2,5%	5%	10%
------------------	------	-----	-------	----	------	----	-----

СЕКЦИЯ: ЭНЕРГЕТИКА

ΔP , кВт	16,153	15,996	15,943	16,758	17,253	17,315	17,498
ΔQ , кВАр	27,419	27,89	28,143	29,338	30,21	30,606	31,46
ΔU , В	288,556	280,48	277,142	278,752	279,102	276,302	271,224
$U_{цп}$, В	5493	5772	5912	6054	6200	6340	6622
$P_{цп}$, кВт	153,516	155,423	156,624	158,294	159,899	161,065	163,507
$Q_{цп}$, кВАр	125,838	132,355	135,573	147,949	156,598	160,606	168,788
Q , м ³ /сут	260,774	262,133	262,822	263,507	264,225	264,935	266,377
$k_{эф} = \frac{Q}{P_{цп}}$, м ³ /сут·кВт	1,699	1,687	1,68	1,665	1,652	1,645	1,629
$E_1 = \frac{24P_{цп}}{Q}$, кВт·час/м ³	14,129	14,23	14,284	14,417	14,524	14,591	14,732
$S_{цп}$, кВА	198,5	204,142	206,999	216,67	223,809	227,456	234,998
$E_2 = \frac{24S_{цп}}{Q}$, кВА·час/м ³	18,269	18,691	18,902	19,734	20,329	20,605	21,173

Анализ данных таблицы 1 показывает, что оптимизацию можно производить по разным критериям.

Если исходить из обеспечения минимума активных потерь в воздушных и кабельных линиях и трансформаторах, то необходимо выбрать напряжение в центре питания $U_{цп} = 5912$ В, при котором на статоре самого удаленного ПЭДЗ напряжение будет меньше номинального на 2,5 %. В этом случае потери в линиях и трансформаторах составят $\Delta P = 15,943$ кВт.

Если в качестве критерия оптимизации выбрать минимум потребления активной $P_{цп}$ и полной мощности $S_{цп}$ из центра питания, минимум удельных затрат электроэнергии E_1 и E_2 на добычу кубометра жидкости из скважин или максимум коэффициента эффективности, то оптимальным будет напряжение $U_{цп} = 5493$ В.

Произведем теперь расчет напряжения центра питания, обеспечивающего $\Delta U_{1ПЭДЗ} = -0,1U_{1.ном.ПЭДЗ}$, $\Delta U_{1ПЭДЗ} = -0,05U_{1.ном.ПЭДЗ}$, $\Delta U_{1ПЭДЗ} = -0,025U_{1.ном.ПЭДЗ}$, $\Delta U_{1ПЭДЗ} = 0$, $\Delta U_{1ПЭДЗ} = 0,025U_{1.ном.ПЭДЗ}$, $\Delta U_{1ПЭДЗ} = 0,05U_{1.ном.ПЭДЗ}$ и $\Delta U_{1ПЭДЗ} = 0,1U_{1.ном.ПЭДЗ}$ с учетом установки индивидуальных конденсаторных батарей на погружные электродвигатели ПЭД (таблица 2). В этом случае расчет потребления реактивной мощности ПЭД необходимо производить по формуле

$$Q_{ПЭД} = 3U_{ПЭД}^2 \left[\frac{s^2 X_k}{R_{2Г}^2 + s^2 X_k^2} + \frac{U_1^v}{X_m} - \frac{1}{X_{кy}} \right].$$

Анализ данных таблицы 2 показывает, что индивидуальные конденсаторные батареи, установленные на ПЭД, значительно влияют на характер потребляемой из центра питания электрической нагрузки. При этом оптимальная величина напряжения питания будет определяться выбранным критерием оптимизации.

Если требуется обеспечить минимум активных потерь ΔP в кабельных и воздушных линиях и трансформаторах, то в центре питания гипотетической отходящей линии необходимо установить напряжение $U_{цп} = 6564$ В.

Таблица 2

Зависимости потребляемой мощности $P_{цп}$, $Q_{цп}$ и $S_{цп}$ из центра питания, суммарных потерь мощности ΔP , ΔQ и напряжения ΔU в кабельных и воздушных линиях и трансформаторах, коэффициента эффективности нефтяной добычи $k_{эф}$ и удельных затрат электроэнергии E_1 и E_2 от напряжения в центре питания $U_{цп}$ с учетом индивидуальных конденсаторных батарей ПЭД

$\Delta U_3, \%$	-10%	-5%	-2,5%	0%	2,5%	5%	10%
$\Delta P, \text{ кВт}$	11,561	11,081	10,869	10,931	10,885	10,717	10,422
$\Delta Q, \text{ кВАр}$	22,768	22,703	22,68	22,95	23,102	23,106	23,133
$\Delta U, \text{ В}$	241,141	230,597	225,628	225,362	223,922	219,717	211,824
$U_{цп}, \text{ В}$	5448	5723	5862	6002	6146	6286	6564
$P_{цп}, \text{ кВт}$	148,885	150,466	151,307	152,423	153,483	154,417	156,377
$Q_{цп}, \text{ кВАр}$	53,421	51,719	50,665	58,045	61,679	60,983	59,399
$Q, \text{ м}^3/\text{сут}$	260,749	262,105	262,794	263,479	264,194	264,903	266,342
$k_{эф} = \frac{Q}{P_{цп}},$ $\text{м}^3/\text{сут} \cdot \text{кВт}$	1,751	1,742	1,737	1,729	1,721	1,716	1,703
$E_1 = \frac{24P_{цп}}{Q},$ $\text{кВт} \cdot \text{час}/\text{м}^3$	13,704	13,778	13,818	13,885	13,943	13,99	14,091
$S_{цп}, \text{ кВА}$	158,179	159,106	159,564	163,102	165,413	166,023	167,278
$E_2 = \frac{24S_{цп}}{Q},$ $\text{кВА} \cdot \text{час}/\text{м}^3$	14,559	14,569	14,542	14,857	15,026	15,042	15,073

Для обеспечения минимума потребляемой активной $P_{цп}$ и полной $S_{цп}$ мощности напряжение в центре питания должно быть равно $U_{цп} = 5448$ В.

Максимум коэффициента $k_{эф}$ и минимум удельного потребления активной мощности E_1 обеспечивает напряжение в центре питания $U_{цн} = 5723$ В. И, наконец, минимуму удельного потребления полной мощности E_2 будет соответствовать $U_{цн} = 5862$ В.

Приведенные расчеты убедительно показывают, что регулирование напряжения промышленной подстанции позволяет снизить удельные затраты электроэнергии при механизированной добыче нефти. Действительно, из таблицы 1 следует, что вариация напряжения от +10% до -10% на самом удаленном ПЭД приводит к снижению потребления активной мощности почти на 10 кВт, то есть на 6%.

Очевидно, что вывод какой-либо скважины в ремонт или останов одного из ПЭД приведет к изменению оптимальной величины напряжения центра питания. Поэтому необходимо производить переключение ступеней трансформатора промышленной подстанции под напряжением. При этом расчет оптимальной величины напряжения можно осуществлять лишь по свершению определенного события: вывод нефтяной скважины или ее подключение.

Список используемых источников информации:

1. Стариков А.В., Лусин С.Л., Табачникова Т.В., Косорлуков И.А., Беляева О.С. Линеаризованная математическая модель погружного асинхронного двигателя // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия «Технические науки», № 4 (64), 2019. – С. 155 – 167.
2. Alexander Starikov, Tatyana Tabachnikova, Igor Kosorlukov. Calculation of the Rotation Speed of a Submersible Induction Motor for the Tasks of Determining the Optimal Value of the Supply Voltage // 2020 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon). DOI: 10.1109/FarEastCon50210.2020.9271308/
3. Вайнштейн Р.А. Основы управления режимами энергосистем по частоте и активной мощности, по напряжению и реактивной мощности: учебное пособие / Р.А. Вайнштейн, Н.В. Коломиец, В.В. Шестакова. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 96 с.

**РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ РАСЧЕТА ПОКАЗАТЕЛЕЙ
ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ
ВИДА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЭЛЕКТРОСЕТЕВОЕ
ОБОРУЗОВАНИЕ /DEVELOPMENT OF A MODEL FOR
CALCULATION OF ECONOMIC EFFICIENCY INDICATORS TO
DETERMINE THE TYPE OF IMPACT ON ELECTRIC GRID
EQUIPMENT/.**

*Проничев А.В. Pronichev.AV@bk.ru
ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара*

Аннотация

В настоящее время в электрических сетях не редки случаи отказов электрооборудования. В связи с этим, возникает необходимость применения более инновационных решений, позволяющих снизить затраты его обслуживания и повысить надежность электроснабжения. Целью работы является разработка модели расчета показателей экономической эффективности для определения вида технического воздействия на электросетевое оборудование на периоде жизненного цикла. В работе предложен алгоритм расчета эффективности стратегий воздействия на электротехническое оборудование, на базе которого создана программа для расчета NPC (net present cost) при реализации стратегий ТОиР и ТПиР.

Ключевые слова: трансформатор, NPC, управление производственными активами, ТОиР, ТПиР.

Abstract

Currently, in electrical power grids, cases of electrical equipment failures are not uncommon. In this regard, there is a need to use more innovative solutions to reduce the cost of its maintenance and increase the reliability of power supply. The aim of the work is to develop a model for calculating economic efficiency indicators to determine the type of technical impact on power grid equipment during the life cycle. The paper proposes an algorithm for calculating the effectiveness of strategies for the type of technical impact on electrical equipment, on the basis of which a program was created for calculating NPC when implementing MRO and reconstruction.

Keywords: transformer, NPC, Enterprise asset management, MRO, reconstruction.

Введение

В настоящее время мы можем констатировать, что в электрических сетях наблюдается высокий износ электротехнического оборудования, что нередко приводит к аварийным отключениям. Также очевиден тот факт, что невозможно одномоментно заменить все оборудование на новое ввиду серьезных ограничений бюджета. Это и является основной причиной создания системы управления сетевыми активами и надежностью электроснабжения.

Данная система направлена на повышение надежности электроснабжения, а также оптимизацию операционных и капитальных затрат при эксплуатации электротехнического оборудования.

Ключевыми предпосылками создания системы являются:

- Оптимизация затрат на проведение работ ТОиР;
- Повышение надежности электроснабжения потребителей, сокращение потерь нефти из-за перерывов в электроснабжении;
- Снижение трудозатрат персонала, участвующего в автоматизируемом бизнес-процессе;
- Повышение рентабельности эксплуатации технологического оборудования за счет снижения затрат на ремонты;
- Контроль работ по ТОиР с учетом расхода единиц оборудования и материалов.

Решаемая в настоящей работе задача может рассматриваться как составная часть данной крупной системы.

На текущий момент в процессе эксплуатации электротехнического оборудования все большую актуальность принимает понятие «полной стоимости владения», которое включает в себя не только стоимость самого оборудования, но и затраты на его обслуживание и ремонты. При этом, для не нового оборудования, находящегося в эксплуатации, существует два варианта стратегии обслуживания – стратегия реконструкции (ТПиР) или стратегия ремонтов (ТОиР). Особый интерес представляет заблаговременное определение наиболее экономически выгодной стратегии.

Цель работы - разработка модели расчета показателей экономической эффективности для определения вида технического воздействия на электросетевое оборудование на периоде жизненного цикла.

Постановка задачи

По данным [1-4] – состояние силового трансформатора можно выразить численно, посредством индекса технического состояния (ИТС). Индекс технического состояния – величина обратная физическому износу оборудования, используемая для определения показателя технического состояния объектов электроэнергетики. Для нового трансформатора – индекс равен 100%. С течением времени индекс будет снижаться по линейной зависимости.

Однако – чем ниже индекс, тем выше вероятность отказа. Это приводит нас к гипотезе, что для старого оборудования кривая затрат на графике изменения NPC во времени, соответствующая стратегии ТОиР, будет иметь более крутую траекторию и быстрее увеличиваться. Кривая для стратегии ТПиР будет начинаться из точки, равной стоимости реконструкции, но при этом идти по более пологой траектории, что связано с более высоким индексом и меньшими вероятностями отказа. Таким образом, мы сможем получить показатель в виде NPC на n-м году эксплуатации, позволяющий ответить на вопрос: постоянные ремонты или реконструкция?

Перейдем к описанию расчетной модели. Согласно 676 приказа Минэнерго РФ [1], трансформатор, как единицу основного технологического оборудования, можно разбить на 7 функциональных узлов (Рис. 1). При этом каждый узел может характеризоваться группой параметров (серый блок). Имея на руках подробный акт технического обследования трансформатора, мы можем оценить групповые параметры (от 0 до 4). И уже далее, по расчетным формулам из приказа, рассчитать индексы технического состояния отдельных узлов и трансформатора в целом.

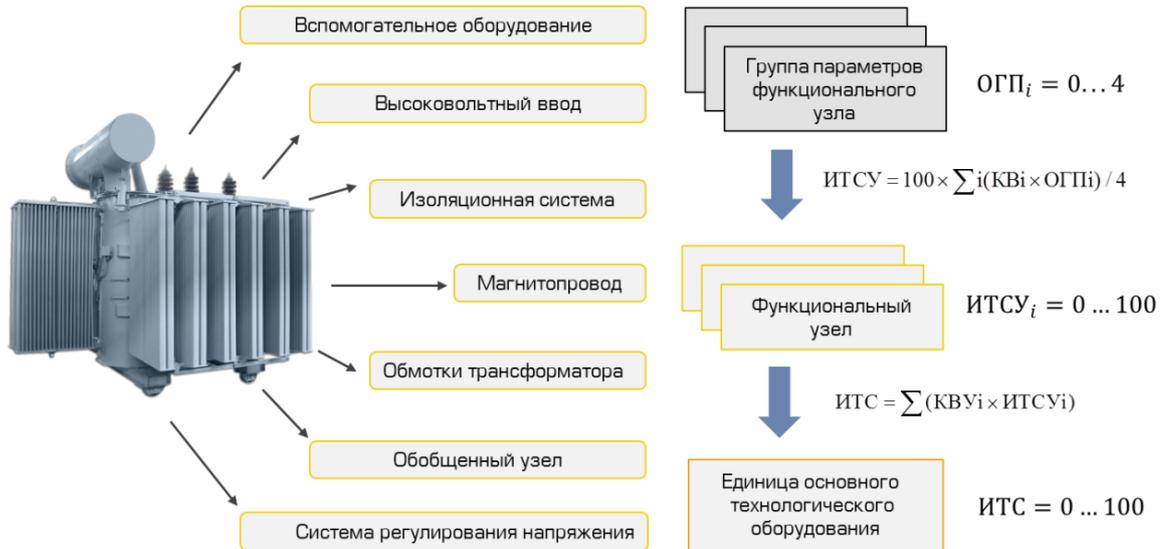


Рис. 1. Алгоритм расчета ИТС

Согласно приказу Минэнерго РФ №123 [2], вероятность отказа оборудования напрямую зависит от индекса технического состояния и определяется вероятностью отказа каждого его функционального узла. Конечной целью расчета является значение NPC, которое будет рассчитываться с накоплением за каждый год жизненного цикла. Рассмотрим подробнее процесс расчета ущерба в отдельном году цикла (Рис. 2).

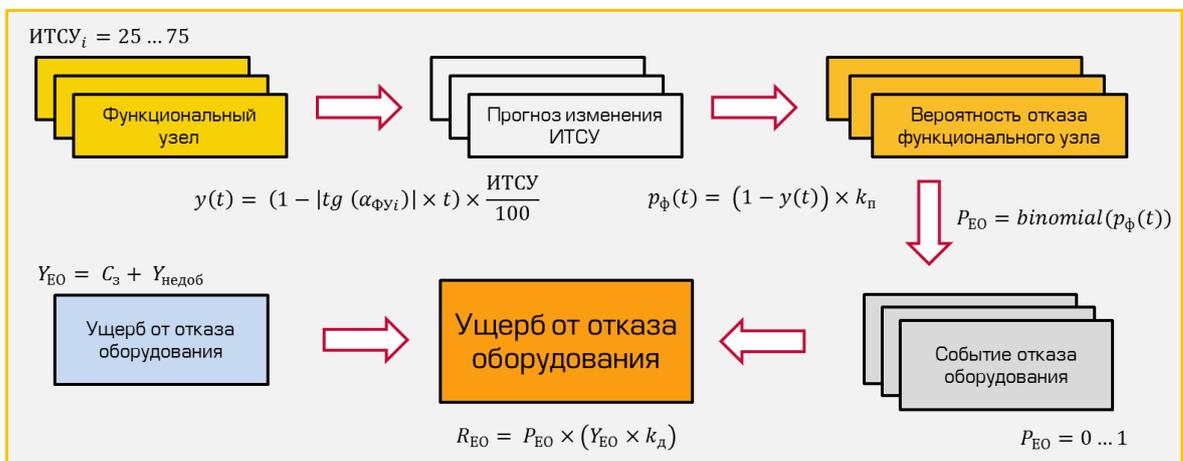


Рис. 2. Расчет ущерба от отказа оборудования

Зная индекс технического состояния в начале расчетного периода, мы можем спрогнозировать его изменение для каждого следующего года жизненного цикла. Сам же индекс позволяет оценить вероятность отказа функционального узла в расчетном году. Далее, с учетом вероятности отказа, программа по биномиальному распределению выдает значение случайной величины наступления события отказа. В случае наступления отказа – программа засчитывает для данного года дисконтированную стоимость ремонта и ущерб от недоборов нефти.

Получив результат для одного жизненного цикла, данный расчет многократно повторяется. Разобравшись в отдельных частях алгоритма, перейдем к его полному описанию (Рис. 3).

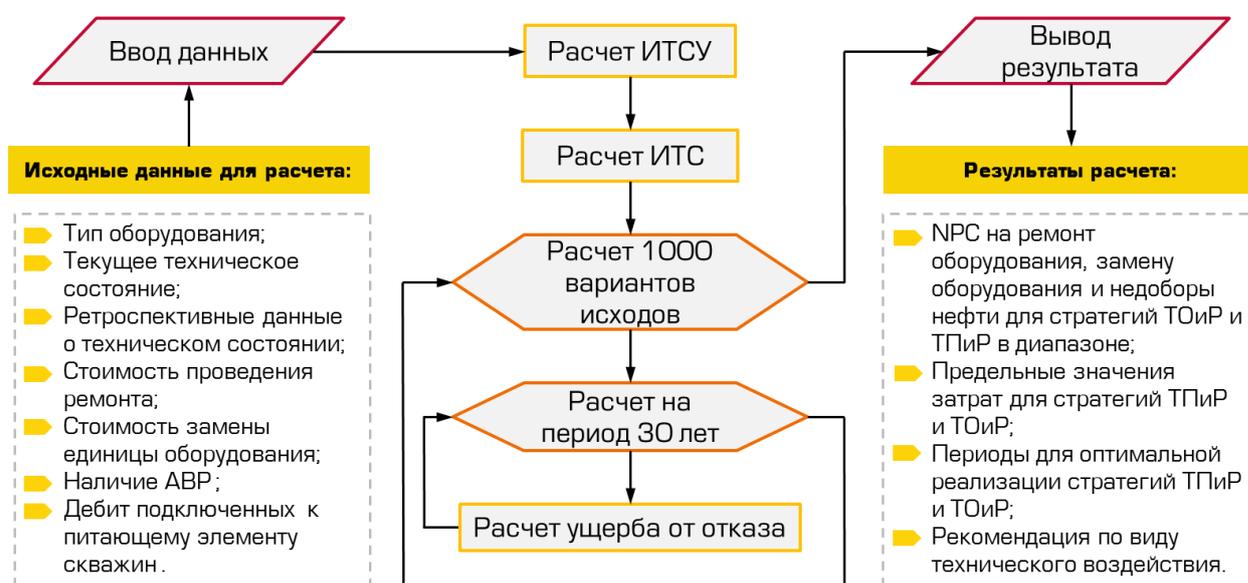


Рис. 3. Расчет ущерба от отказа оборудования

В качестве исходных данных модель принимает информацию о текущем техническом состоянии, стоимости оборудования, его ремонтов и возможных недоборов. Далее для каждого года жизненного цикла рассчитывается возможный ущерб. После идет расчет множества вариантов развития жизненного цикла и на выходе модель выдает 1000 возможных значений показателя NPC для данного трансформатора. Полученные значения NPC позволят определить вид оптимального технического воздействия, что в свою очередь даст возможность эффективно реализовать программы ТПиР и ТОиР.

Результаты

В целях определения диапазона исследуемой величины – показателя NPC применим метод Монте-Карло, который позволяет получить широкую выборку результатов значений с высокой точностью. Метод состоит из следующих ключевых этапов:

1. Описание процесса математической моделью с использованием генератора случайных величин;

2. Многократный итерационный расчет модели;
3. Вычисление вероятностных характеристик для рассматриваемого процесса на основе полученных данных.

На рисунке 4 приведен график результатов расчетов, которые были проведены с целью определения рекомендации по виду технического воздействия. Например, для 50% процентиля, стратегии ТОиР соответствуют затраты в 55 млн. руб., а для стратегии ТПиР – 50 млн. руб. На основе этих данных возможно дать рекомендацию о техническом воздействии на оборудование, при условии его планируемой эксплуатации в течение ближайших 30 лет.

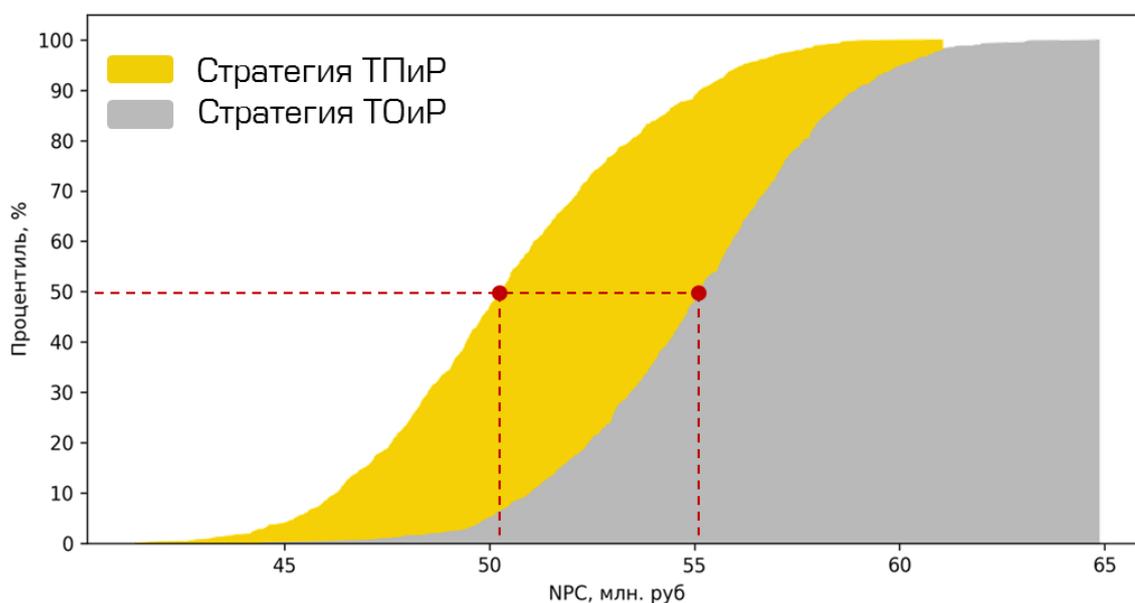


Рис. 4. График накопленной вероятности по методу Монте-Карло

Как же быть в том случае, если эксплуатация оборудования планируется на менее длительном промежутке времени? Ответить на данный вопрос можно посредством анализа графика, полученного по итогам результатов расчетов в созданной расчетной модели (Рис. 5). Из графика можно сделать вывод о том, что если эксплуатация планируется до 2030 года, то рекомендуется стратегия ТОиР, так как кривая затрат в этом случае лежит ниже. Если же эксплуатация оборудования планируется после 2030 года – рекомендуется стратегия ТПиР.

Стоит также учесть следующее. Такое расположение кривых ни в коем случае не будет являться правилом, ведь при ином техническом состоянии возможно изменение их положения и отсутствие точки пересечения. Например, при очень низком исходном индексе технического состояния может быть однозначная рекомендация по реконструкции.

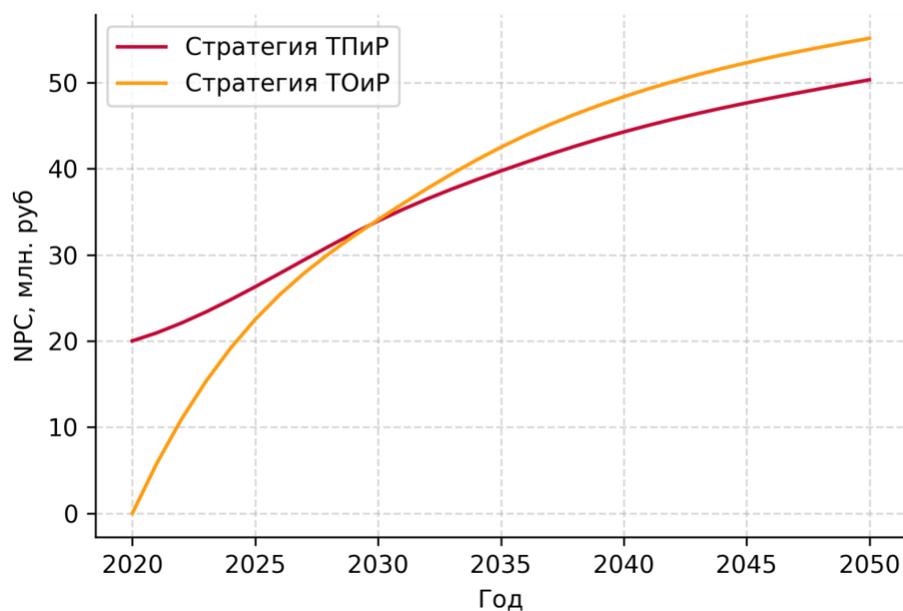


Рис. 5. Пример результата расчета программы

Модель создана на языке программирования Python. Из отличительных особенностей можно отметить ее гибкость и масштабируемость. Эти свойства позволяют вносить в нее новые исходные параметры с возможностью корректировки алгоритма и получения в итоге более точных результатов.

Выводы

Предлагаемая к внедрению разработка может быть интересна в рамках нефтегазодобывающих предприятий. Эффект от применения разработки заключается в повышении надежности электроснабжения при рациональном расходовании средств на программы ТОиР и ТПиР. Экономический эффект только для одной единицы оборудования может достигать 5 миллионов рублей

Список используемых источников информации:

1. Приказ Министерства энергетики РФ от 26 июля 2017 г. № 676 "Об утверждении методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей";
2. Приказ Министерства энергетики РФ от 19 февраля 2019 г. № 123 "Об утверждении методических указаний по расчету вероятности отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования и оценки последствий такого отказа";
3. СО 34.20.611-2003 "Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств электростанций";

4. Меньшов Б.Г. Электротехнические установки и комплексы в нефтегазовой промышленности / Б.Г. Меньшов, М.С. Ершов, А.Д. Яризов. М.: Недра, 2000. 487 с.

**ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ АБСОРБЦИОННЫХ
ХОЛОДИЛЬНЫХ МАШИН НА ГАЗОТУРБИННЫХ
ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ СОБСТВЕННЫХ НУЖД
/FUNCTIONALITY OF APPLICATION ABSORPTION CHILLERS
ON GAS TURBINE POWER PLANTS OF OWN NEEDS/.**

*Игонин И.Д. Igonin.ivan711@yandex.ru
ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара*

Аннотация

Читателю предлагается установка абсорбционной холодильной машины (АБХМ) для охлаждения воздуха на входе в газотурбинную установку. АБХМ обеспечивает снижение сезонных ограничений установленной мощности электростанций собственных нужд на базе газотурбинных установок.

Ключевые слова: холодильная машина, газовая турбина, абсорбция, электрическая станция, промышленное охлаждение.

Abstract

The reader is offered an absorption chiller (AC) for cooling air at the inlet to the gas turbine unit. AC ensures the reduction of seasonal restrictions on the installed capacity of power plants for their own needs based on gas turbine units.

Keywords: chiller, gas turbine, absorption, power plant, industrial cooling.

Увеличение температуры наружного воздуха в летний период приводит к ограничению установленной мощности газотурбинных установок (ГТУ), что в свою очередь снижает эффективность работы газотурбинных электростанций собственных нужд (ГТЭСН).

В качестве эффективного решения предлагается использование абсорбционной холодильной машины (АБХМ), работающей на выхлопных газах ГТУ для охлаждения воздуха на входе в газовую турбину.

Принцип действия АБХМ основан на определенных свойствах хладагента и абсорбента, которые обеспечивают отвод тепла, охлаждение и поддержание необходимого температурного режима.

Предлагаемое решение позволяет нивелировать ограничение установленной мощности газовой турбины в летний период и увеличить эффективность выработки электроэнергии на 5-8%.

В рамках данной работы произведен расчет экономической эффективности установки АБХМ на примере одной из крупнейших электростанций собственных нужд на базе ГТУ.

С учетом капитальных и операционных затрат на реализацию данного технического решения, проект обладает экономической эффективностью, а также возможностью масштабирования данного технического решения на другие ГТЭСН.

Список используемых источников информации:

1. Бараненко АВ., Тимофеевский Л.С., Долотов А. Г., Попов А. В. Абсорбционные преобразователи теплоты // СПб, 2005. - 337с.;
2. Орехов И.И., Тимофеевский Л.С., Караван С.В. Абсорбционные преобразователи теплоты // - Л.: Химия, 1989.-208 с.: ил. (Экономия топлива и электроэнергии).;
3. Корольков А.Г., Попов А.В. Абсорбционные бромистолитиевые водоохлаждающие и водонагревательные трансформаторы теплоты // Проблемы энергосбережения. 2003. 1(14). С.13-17.;
4. Волкова О.В. Повышение надежности абсорбционных бромистолитиевых преобразователей теплоты путем применения ингибиторов коррозии // Холодильная техника. 2001. №8.

СЕКЦИЯ: ЭКОНОМИКА

СИСТЕМА ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ И РЕКОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН, ПУТЬ ЕЁ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ /PRICING SYSTEM IN THE CONSTRUCTION AND RECONSTRUCTION OF WELLS, THE WAY TO IMPROVE IT/.

*Корогодин М.М. KorogodinMM@samnipi.rosneft.ru
ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара*

Аннотация

Система ценообразования включает в себя сложный механизм, учитывающий множество нюансов, тонкостей и при этом, в реалиях динамически развивающихся технологий, усовершенствования конструкций и инновационных технологических решений, требующий постоянной актуализации. Для каждой передовой компании немаловажным аспектом является совершенствование и оптимизация системы ценообразования для обеспечения эффективных и действенных инструментов управления процессами. Нефтегазовая отрасль не стала исключением.

Ключевые слова:

Строительство скважин, система ценообразования, сметно-нормативная база, база данных расценок.

Abstract

The pricing system includes a complex mechanism that takes into account many nuances, subtleties and at the same time, in the realities of dynamically developing technologies, improvements in designs and innovative technological solutions that require constant updating. For every leading company, an important aspect is to improve and optimize the pricing system to provide effective and efficient process management tools. The oil and gas industry is no exception.

Key words:

Well construction, pricing system, cost and regulatory framework, pricing database.

Ценообразование при строительстве и реконструкции скважин характеризуется технико-экономическими особенностями данной отрасли. К числу таких относятся: территориальная закреплённость скважины, горно-геологические условия бурения, высокий уровень материалоемкости, большие временные затраты на строительство скважин, использование широкой номенклатуры материалов, изделий, конструкций и оборудования, постоянное воздействие атмосферно-климатических факторов.

Сборник материалов Всероссийской научно-практической конференции
«Актуальные вопросы и инновационные решения в нефтегазовой отрасли»

Ввиду того, что ресурсный метод формирования стоимости строительства и реконструкции скважин является достаточно трудоёмким, а нормативная база при использовании базисно-индексного метода уже устарела, ПАО «НК «Роснефть» приступило к разработке действенной системы управления стоимостью строительства и реконструкции скважин.

Фундаментом будущей системы ценообразования служит сформированный массив данных (база данных расценок – далее БД). Исходной информацией, для которой, являются заключенные договора между ПАО «НК «Роснефть» и подрядными организациями на выполнение работ и оказание сервисных услуг при строительстве и реконструкции скважин за период 2015-2019гг.

Использование договоров в качестве источников информации, несомненно, имеет определенные недостатки, заключающиеся в разночтении наименований (торговой марки) одного и того же оборудования/материала при одинаковом функциональном назначении, что определенно сказывается на корректности анализа информации. Так же к недостаткам можно отнести отсутствие единообразия при формировании БД, отсутствие единой методологии.

На текущем этапе, БД позволяет проводить сравнительный анализ уровня цен по следующим признакам: регион, Общество Группы, период действия цены, технико-технологические параметры оборудования и материалов. Данный анализ позволяет получить четкое понимание принципов ценообразования одного и того же вида услуг в разных локациях проведения работ, что в свою очередь, несомненно, позволило обеспечить заинтересованных пользователей актуальной ценовой информацией на основе использования релевантных расценок с их динамикой/сравнением, соответственно ускорить процесс проведения закупочных процедур.

Получив положительный результат, в рамках усовершенствования и получения максимально возможной детализации инициирован глубокий анализ БД, заключающийся в формировании унифицированных классификаторов статей затрат, оборудования и материалов в разрезе сервисных услуг.

В эпоху глобальной цифровизации, следующим этапом развития системы ценообразования запланирован перевод БД в программный продукт с использованием автоматизации процессов сбора информации, консолидации и построения аналитических отчетов.

МОДЕЛИРОВАНИЕ И ОЦЕНКА ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ СИСТЕМ КАК ФАКТОР РАЗВИТИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА /MODELING AND EVALUATION OF PRODUCTION SYSTEMS AS A FACTOR IN THE DEVELOPMENT OF OIL AND GAS ENTERPRISES/.

*Гаранин П.А., Бабордина О.А., Гаранина М.П.
ФГБОУ ВО «СамГТУ», г. Самара*

Аннотация: В статье представлены модели формирования и дальнейшего функционирования производственных систем. Определены принципы, критерии и факторы моделирования, обеспечивающие рациональность использования ресурсов и принятие управленческих решений. Представлен функционально-стоимостной анализ, применяемый при оценке производства с помощью системы показателей.

Ключевые слова: модель, производственные системы, моделирование, эффективность производства, оценка производственных систем, функционально- стоимостной анализ, проектное управление.

Abstract: The article presents models of the formation and further functioning of production systems. The principles, criteria and factors of modeling that ensure the rational use of resources and management decisions are determined. The functional and cost analysis used in the evaluation of production using a system of indicators is presented.

Keywords: model, production systems, modeling, production efficiency, evaluation of production systems, functional and cost analysis, project management.

Введение

В рыночной экономике каждое предприятие находится в условиях жесткой конкурентной борьбы, неблагоприятный исход которой может привести к финансовому кризису или банкротству. Это предопределяет потребность в формировании и использовании эффективных инструментов оперативного управления хозяйственной деятельностью, составной частью которых являются методы и средства организационной и финансовой диагностики, способные обеспечить заблаговременное предупреждение и преодоление кризисных ситуаций, оказывающих негативное влияние на эффективность работы предприятия. Построение процесса формирования модели и дальнейшая оценка управления производственными системами будут обеспечивать рациональное использование производственных ресурсов и принятие оптимальных управленческих решений в достижении поставленных целей.

Актуальность исследования

Нефтяная отрасль является одной из важнейших структурных составляющих экономики России, обеспечивающая жизнедеятельность страны. Она производит более четверти промышленной продукции России, оказывает

весомое влияние на формирование бюджета страны. Эффективное функционирование предприятий нефтегазового комплекса направлено на рациональность использования всех производственных ресурсов, обеспечивающих деятельность производственных систем.

Данное исследование направлено на поиск современных методов управления, обеспечивающих возможность оптимизации и применения цифровых технологий при организации производственных процессов и принятия управленческих решений [1].

Актуальность проблемы повышается в связи с разработкой новых нефтегазовых месторождений, залегающих на больших глубинах со сложными горно-геологическими условиями. Одной из важнейших составляющих проблемы повышения эффективности буровых работ является совершенствование процесса углубления скважины. Применение метода моделирования позволит, на наш взгляд, найти правильное решение исследуемой проблемы.

Задачи исследования

Главная практическая цель строительства скважины — оптимизация процесса проектирования и строительства скважины. При этом необходимо отметить, что модель скважины является основной для аналитической и исследовательской работы проектировщиков, технологов и различных профессиональных специалистов.

Модель строительства скважины создаётся из различных информационных модулей (геологического, наземного, технико-технологического, экономического и др.), позволяющих рассчитывать, описывать, анализировать и прогнозировать технологические процессы и операции, осуществлять изменение параметров во времени в определенном диапазоне условий, запланированных в ходе реализации проекта.

Выполнение исследования

Моделирование в управлении производственными системами основано на системном подходе. Впервые системный подход к анализу был применен Аристотелем (третий век до н. э.). Он предложил классификацию, построенную на иерархии общего и частного: вид – род – класс [2]. Схематично применить данный принцип к управлению производственными системами можно в соответствии с рисунком 1.



Рис. 1 – Системный принцип управления производственными системами

Управление производственными системами может быть представлено различными моделями. Представим базовые модели:

1. Каноническая модель определяет структуру объекта управления и характеризует его связи с внешней средой через входы и выходы управляемой системы (рисунок 2).



Рис. 2 – Каноническая модель управления производственной системой

Объектом управления являются операционные подразделения и процессы, обеспечивающие производство продукции или оказание услуг.

Операционные подразделения – функциональные отделы, цехи, участки, рабочие места, лаборатории, исполнители.

Процессы – исследование, разработка, испытание, обеспечение различными видами ресурсов, сбыт продукции, производство и др.

Данная модель включает четыре элемента:

- процесс (операция с технологическим, кадровым, трудовым, инновационным потенциалом);
- внешняя среда (поставщики и потребители, финансовые институты);
- вход (потребляемые ресурсы: материалы, различные виды энергии, информация, финансы) процесса;
- выход (потребителя произведенной продукции или услуг) процесса.

К потребляемым ресурсам относятся следующие виды:

- материальные – сырье, основные и вспомогательные материалы, полуфабрикаты, комплектующие изделия;
- энергетические – электроэнергия, топливо, тепловая энергия и другие виды ресурсов;
- информационные – техническая, технологическая, экономическая, управленческая и другие виды информации;
- финансовые – кредиты, инвестиции, бюджетные ассигнования, гранды.

2. Кибернетическая модель - позволяет разделить описание производства или сервиса предприятия на две составляющие: объект управления и управление производством (рисунок 3).

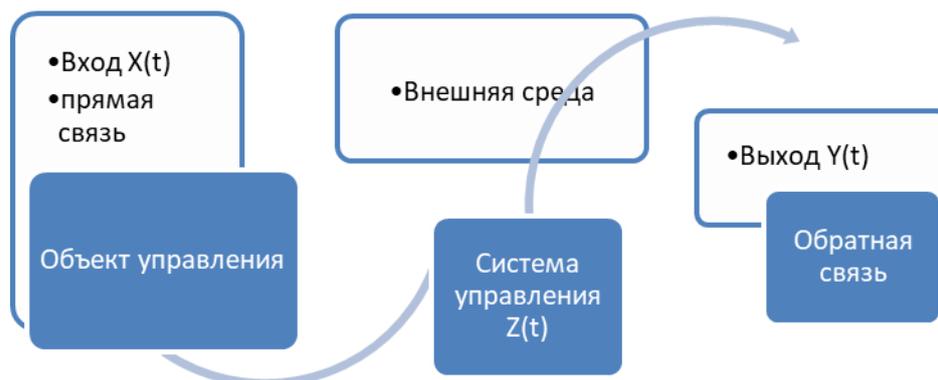


Рис. 3 – Кибернетическая модель управления производственной системой

Вход в кибернетическую модель представлен в виде входных переменных $X(t)$ в каждый момент времени (совокупность всех видов ресурсов).

Выходные переменные $Y(t)$ соответствуют выпускаемой продукции или оказываемым услугам.

Параметрами управляющих воздействий $Z(t)$ являются приказы, распоряжения, технические и экономические условия производственных процессов. Внешние связи подразделяются на: 1) детерминированные, 2) случайные.

Система управления обрабатывает информацию, поступающую из внешней среды и от объекта управления. Вырабатывается решение, относящееся к планированию производственной мощности, производственной программы, управлению производственными запасами и др.

3. Иерархические модели

Структура процесса производства и система управления могут быть представлены в виде иерархических моделей.

Иерархическая производственная структура характеризует подразделения и связи между ними (рисунок 4).

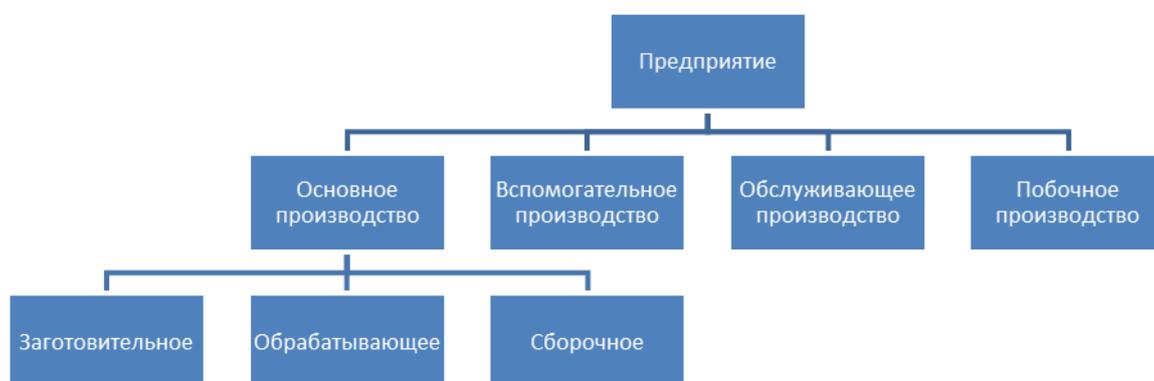


Рис. 4 – Иерархическая производственная структура

4. Сетевая модель

Сетевая модель характеризует структуру процесса производства и время его выполнения. Элементами сети являются работы (исследовательские, конструкторские, производственные, маркетинговые, финансовые, транспортные, управленческие и др.) и события, характеризующие установленный процесс (рисунок 5).

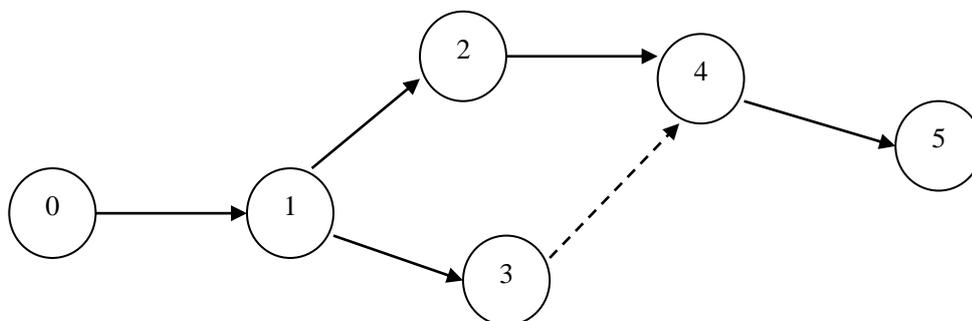


Рис. 5 – Сетевая модель управления производственной системой

Сетевая модель используется для оценок стоимостных, временных и технических характеристик производственного процесса.

Применение систем нового поколения с автоматически реконфигурируемой структурой позволяет широко использовать параллельную организацию работ на различных этапах и стадиях производства, что существенно повышает эффективность деятельности предприятия, но при этом требует точной координации взаимодействия различных элементов производственной системы.

Возникла объективная необходимость пересмотра подходов к организации и управлению отраслями и предприятиями, поскольку образуются противоречия между меняющимся содержанием хозяйственной деятельности и отстающими по темпам совершенствования методами и инструментами менеджмента предприятий, объединений и ассоциаций.

Теория размещения производства тесно соприкасается с теорией отраслевых рынков.

Становление теории размещения принято связывать с 1826г., когда вышла в свет книга немецкого экономиста И.Тюнена «Изолированное государство и его отношение к сельскому хозяйству и национальной экономике».

Главным содержанием данной работы стало выявление закономерностей размещения сельскохозяйственного производства. Автор предполагает наличие экономически изолированного от остального мира государства, в пределах которого функционирует центральный город, который является единственным рынком сбыта сельскохозяйственной продукции и источником обеспечения промышленными товарами. Цена каждого продукта в любой точке пространства отличается от его цены в городе на величину транспортных затрат, которые принимаются прямо пропорционально весу груза и дальности перевозки.

В 1882г. немецкий ученый В.Лаунхардт предложил метод нахождения пункта оптимального размещения отдельного промышленного предприятия относительно источников сырья и рынков сбыта. Решающим фактором также являются транспортные издержки.

В 1909 г. Немецкий экономист и социолог А.Вебер. Рассмотрел теорию размещения производства на основе изолированного предприятия. Он ввел в теоретический анализ, помимо транспортных издержек, новые факторы размещения – экономическая выгода. Выгода заключалась в сокращении издержек по производству и сбыту продукции (издержки на сырье и материалы; издержки на рабочую силу).

Размещение промышленности – это одна из форм общественного разделения труда, которая выражается в пространственном распределении промышленных предприятий и производств на территории экономического района или страны в целом.

Правильное географическое размещение промышленных предприятий – предпосылка для эффективного использования природных и трудовых ресурсов страны, сокращения нерациональных перевозок продукции.

Размещение производительных сил влияет на выбор модели функционирования производственной системы, успех деятельности предприятия и его конкурентоспособность.

Основными факторами моделирования производственных систем являются:

- наличие и степень концентрации платежеспособного спроса (расчет индекса покупательской способности),
- плотность конкуренции (количество предприятий уже предлагающих тот или иной товар),
- состояние региональной экономики,
- мероприятия по содействию развития предпринимательства в данном регионе.

В процессе моделирования промышленного производства решаются экономические, социально-политические задачи.

Принимая окончательное решение о модели, производства необходимо тщательно изучить ситуацию в выбранных регионах, анализируя следующие факторы:

- покупательная способность потребителей;
- совместимость имиджа и сервиса фирмы с демографической ситуацией;
- конкуренция;
- особенности размещения Вашей фирмы и фирм-конкурентов;
- уровень обслуживания потребителей Вашей фирмой, а также конкурентами и партнерами по бизнесу и т.д.

Основными показателями, позволяющими оценить эффективность деятельности предприятия, являются капитальные вложения, уровень себестоимости продукции, затраты на обслуживание производства.

Эффективная модель производственной системы, как показала практика, основана на введении проектного управления. Оно приводит к изменению контроля в организации. Функциональный руководитель принимает на себя ответственность за выполнение задач, которые ставит руководитель проекта. В результате осуществляется множественный контроль, поскольку функциональный руководитель получает задания от лица, находящегося с ним на одном уровне управленческой иерархии. То же лицо оценивает их выполнение (нередко решения руководителей проектов могут быть не в пользу тех или иных функциональных подразделений). Одновременно функциональный руководитель несет ответственность перед линейным управляющим за деятельность подразделения в целом.

В проектном управлении основной упор делается на контроле выполнения конкретных задач. Оценка работы может осуществляться коллегиально, хотя это связано с известными трудностями. Руководитель проекта имеет определенные преимущества при распределении ресурсов в организации, особенно это относится к использованию кадров. Учитывая важность проекта, он стремится привлечь в проектную группу лучших специалистов. Это имеет двойное последствие: руководитель проекта, как правило, использует людей из конкретного функционального подразделения для определения задач и оценки деятельности данного подразделения, а ответственность функционального руководителя за работу подразделения уменьшается в связи с переходом его специалистов в проектную группу [3].

Функционально-стоимостной анализ системы управления предприятием – метод технико-экономического исследования функций управления производственными системами, любого уровня иерархии. Он направлен на поиск путей совершенствования и резервов снижения затрат на управление предприятием на основе экономических способов осуществления функций управления для повышения эффективности производства и качества продукции [4].

Уровень качества осуществления функций управления можно осуществить по формуле 1,

$$K_{к.ф.у.} = \frac{K_1 + K_2 + K_3 + K_4 + K_5 + K_6}{6} \quad (1)$$

где $K_{к.ф.у.}$ – коэффициент, характеризующий уровень качества функций управления.

Формулы для расчета коэффициентов $K_1, K_2, K_3, K_4, K_5, K_6$ представлены в таблице 1.

Определение показателей качества функций управления

Показатель	Обозначение показателя	Формула расчета показателя	Наименование показателей, составляющих формулу
Коэффициент использования технических средств управления при выполнении функций	K_1	$\frac{T_{\phi}}{T_n}$	T_{ϕ} – суммарное фактическое время использования технических средств управления в год, час; T_p – суммарное нормативное время использования технических средств управления в год, час
Коэффициент организации рабочих мест исполнителей функций	K_2	$\frac{K_{м.п.}}{K_o}$	$K_{м.п.}$ - количество рабочих мест. Отвечающих требованиям типовых проектов; K_o – общее количество рабочих мест
Коэффициент нормирования труда исполнителей функций	K_3	$\frac{B_1}{B_2}$	B_1 – время затраченное на выполнение нормированных работ в год, час; B_2 – общее время работы в год, час
Коэффициент регламентаций функций управления	K_4	$\frac{K_p}{K_o}$	K_p – количество функций, обеспеченных регламентирующей документацией; K_o – общее количество функций
Коэффициент дублирования функций управления	K_5	$\frac{K_{\delta}}{K_o}$	K_{δ} – количество функций, дублируемых подразделениями аппарата управления, а также излишних функций
Коэффициент использования рабочего времени в производственных подразделениях, зависящий от работы аппарата управления	K_6	$\frac{\sum_1^m t_{n_i}}{\sum_1^n T_{см_i}}$	$\sum_1^m t_{n_i}$ - потери рабочего времени в производственных подразделениях за год из-за несвоевременного или некачественного выполнения соответствующих управленческих функций, час; m – число функций управления; $\sum_1^n T_{см_i}$ - годовой фонд времени в соответствующих производственных подразделениях, час; n – число подразделений

Степень значимости функций определяется экспертным путем. Причины несоответствия функций (процедур) управления уровню затрат и качества их осуществления определяется при помощи специальных диаграмм.

При оценке сложных систем принято различать качество систем и эффективность реализуемых ими процессов. Качество управления производственной системы определяется оптимальным сочетанием всех элементов и стадий процесса производства (людей, средств и предметов

труда, а также основных, вспомогательных и естественных процессов) в пространстве и времени [4].

Основной смысл существующих методик сводится к расчету показателей/коэффициентов, а затем сравнению их с нормативными значениями. Однако главное в анализе — понять и правильно интерпретировать результаты технической обработки исходных данных, что, собственно, и представляет наиболее сложную/трудоемкую и ответственную часть аналитической работы. Как показывает практика современного времени нельзя ограничивать инструментарий производственной диагностики расчетом локальных показателей, которые являются лишь следствиями влияния общесистемных переменных (факторов) производственного процесса и оказывающие непосредственное влияние на эффективность хозяйственной деятельности организации. На решение этой актуальной теоретической проблемы и прикладных задач производственного менеджмента направлен интеллектуальный подход к оценке уровня организации производства, основу которого составляют представленные ниже теоретико-методологические принципы и способы моделирования важнейших составляющих бизнес-процесса предприятия. На рисунке 6 представлена схема диагностики управления производственными системами.

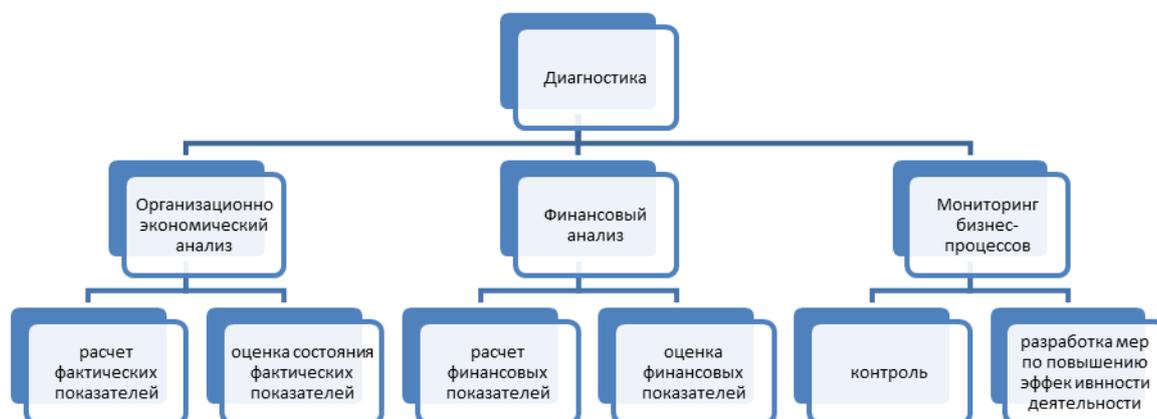


Рис. 6 - Диагностика управления производственными системами

Заключение

Из вышеизложенного можно сделать вывод, что моделирование производственных систем обеспечит формирование оптимальной организационной структуры с необходимыми взаимосвязями и рациональными производственными ресурсами. Оценка эффективности управления, основанная на функционально-стоимостном анализе, направлена на поиск путей совершенствования и резервов снижения затрат на управление предприятием. Это вызывает необходимость в дальнейшем развитии данной проблемы.

Список используемых источников информации:

1. П.А.Гаранин, О.А.Бабордина, М.П.Гаранина. Применение метода управления проектами в повышении эффективности строительства буровых скважин /Самарский государственный технический университет, г. Самара/ P.A. Garanin, O.A. Babodina, M.P. Garanina /Samara State Technical University, Samara/Научно-технический журнал НЕФТЬ. ГАЗ. НОВАЦИИ, ISSN 2077-5423, 2018, №10(215), с.78-82.
2. Russell L. Ackoff, Fred E. Emery. On Purposeful Systems. — Aldine-Atherton, 1972. Рассел Л. Акофф, Фредерик Э. Эмери. О целеустремлённых системах. — Перевод с английского: Г. Б. Рубальский, под редакцией И. А. Ушакова. — М., 1974. // Электронная публикация: Центр гуманитарных технологий. — 08.10.2014. URL: <https://gtmarket.ru/library/basis/7083>
3. Управление проектами. Основы проектного управления: Учебник/ кол. авт.; под ред. проф. М.Л.Разу. – М.КНОРУС, 2006. - 768с.
4. Бабордина О.А., Гаранина М.П., Чаплыгина Т.П. Эффективность управления производственными процессами в условиях изменяющейся внутренней среды нефтедобывающего предприятия, г.Москва/Евразийский юридический журнал, 2017, №1(104), с.353-357

Содержание

СЕКЦИЯ: ГЕОЛОГИЯ И ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ.....	4
<i>Трихонович Г.В.</i> УСЛОВИЯ ЗАЛЕГАНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ОКСКОГО НАДГОРИЗОНТА НА ТЕРРИТОРИИ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ /CONDITIONS FOR THE OCCURRENCE OF PRODUCTIVE STRATA OF THE OKSK SEDIMENTS IN THE ORENBURG REGION/.....	4
<i>Морова А.А.</i> УТОЧНЕНИЕ ГРАНИЦЫ БАШКИРСКОГО ЯРУСА И ВЕРЕЙСКОГО ГОРИЗОНТА В ИРГИЗСКО-РУБЕЖИНСКОМ ПРОГИБЕ ПО ШЛАМУ СКВАЖИН МЕТОДАМИ ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫХ И ПЕТРОМАГНИТНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ /CLARIFICATION OF THE BASHKIRIAN STAGE AND VEREIAN HORIZON BOUNDARY IN THE IRGIZSKO-RUBEZHINSKY DEFLECTION ON DRILLING CUTTINGS BY LITHOLOGICAL-FACIAL AND PETROMAGNETIC METHODS/.....	8
<i>Хлебников В.С., Ииханова Ю.В., Папухин С.П., Рейтюхов К.С., Трошкин С.В., Зиганшин Э.И.</i> ОБЪЕДИНЕНИЕ СЕЙСМИЧЕСКИХ СЪЕМОК МОГТ-3Д ПРОШЛЫХ ЛЕТ НА ПРИМЕРЕ СУПЕРКУБОВ. ПОЛОЖИТЕЛЬНЫЕ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫЕ СТОРОНЫ /THE MERGED 3D SEISMIC DATASET OF THE PAST YEARS: CASE STUDY FROM SUPERCUBES. ADVANTAGES AND DISADVANTAGES/.....	11
СЕКЦИЯ: БУРЕНИЕ И РЕКОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИН.....	16
<i>Леонтьев А.В., Ляпин И.Н.</i> ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ НА ОБСАДНОЙ КОЛОННЕ, КАК ЭФФЕКТИВНЫЙ МЕТОД МИНИМИЗАЦИИ РИСКОВ ПРИ ПРОХОЖДЕНИИ ОСЛОЖНЕННЫХ ИНТЕРВАЛОВ /THE USE OF CASING DRILLING TECHNOLOGY AS AN EFFECTIVE METHOD TO MINIMIZE THE RISKS DURING THE PENETRATION OF CHALLENGING INTERVALS/.....	16
<i>Максимишин Н.Ю., Салихов М.Е.</i> ПЕНОЦЕМЕНТИРОВАНИЕ КАК АЛЬТЕРНАТИВА ДВУХСТУПЕНЧАТОМУ ЦЕМЕНТИРОВАНИЮ /FOAM CEMENTING AS AN ALTERNATIVE TO TWO-STAGE CEMENTATION/.....	17
<i>Мартынов М.В., Одинцов С.Н.</i> ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ НА СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН НА ОСНОВАНИИ РЕЗУЛЬТАТОВ АВТОРСКОГО НАДЗОРА /IMPROVING THE QUALITY OF PROJECT DOCUMENTS FOR WELL CONSTRUCTION BASED UPON THE RESULTS OF DESIGNER'S SUPERVISION/.....	18
<i>Худяков А.В., Коровин И.Ю., Ефимов А.В.</i> ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ПРОЦЕССА ПРОЕКТИРОВАНИЯ СКВАЖИН /OPTIMIZATION OF WELL DESIGN PRODUCTION PROCESS/.....	20
СЕКЦИЯ: РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	22
<i>Красильникова М.В.</i> ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РАЗЛИЧНЫХ МЕТОД ПОИСКА ТЕКТОНИЧЕСКИХ НАРУШЕНИЙ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ /USE OF DIFFERENT METHODS FOR SEARCHING FOR TECTONIC DISTURBANCES WHEN DESIGNING A PRESSURE MAINTENANCE SYSTEM/.....	22
<i>Гайзулина А.А., Ольховская А.В.</i> ОЦЕНКА ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ ПОТЕНЦИАЛЬНОГО ДЕБИТА ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ К ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ПАРАМЕТРАМ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА /ESTIMATION OF THE SENSITIVITY OF THE POTENTIAL DEBIT OF A HORIZONTAL WELL TO THE TECHNOLOGICAL PARAMETERS OF MULTI-STAGE HYDRAULIC FRACTURING/.....	28
<i>Губанов С.И., Ольховская В.А., Силантьева А.М.</i> ПАРОГАЗОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПЛАСТ В СКВАЖИНЕ С ДУАЛЬНОЙ СИСТЕМОЙ СТВОЛОВ /STEAM- GASSTIMULATION OF THE RESERVOIR IN A DUAL-WELL SYSTEM/.....	33
<i>Павлов П.В., Закиров Д.Р., Чернов Е.Н.</i> КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К РЕШЕНИЮ ПРОБЛЕМЫ ОРГАНИЗАЦИИ МЕЖЛАБОРАТОРНЫХ СРАВНИТЕЛЬНЫХ ИСПЫТАНИЙ ПО ПОКАЗАТЕЛЮ "ГАЗСОДЕРЖАНИЕ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ" /COMPREHENSIVE APPROACH TO SOLVING THE PROBLEM OF ORGANIZING INTERLABORATORY COMPARATIVE TESTS ON THE INDICATOR "GAS CONTENT OF RESERVOIR OIL"/.....	36

<i>Курганов Д.В.</i>	
<i>НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ ПРИ ВЫЧИСЛЕНИИ ДЕБИТОВ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН /SENSITIVITY OF THE HORIZONTAL GAS WELL PERFORMANCE IN RESPECT TO SOME RESERVOIR PARAMETERS/.....</i>	<i>40</i>
<i>Багрянцев М.С., Пчела К.В.</i>	
<i>СОВРЕМЕННЫЕ ПОХОДЫ К ИЗУЧЕНИЮ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ. ПОЛУЧЕНИЕ НЕФТИ ИЗ НЕКОНСОЛИДИРОВАННЫХ РЫХЛЫХ ПОРОД /MODERN APPROACHES TO STUDYING THE RHEOLOGICAL PROPERTIES OF SUPERVISCED OIL. OBTAINING OIL FROM UNCONSOLIDATED LOOSE ROCKS/..44</i>	
<i>Захаркин А.М., Давыдов В.А., Ковалева Н.А.</i>	
<i>ВЛИЯНИЕ ВЫНОСНЫХ ПУНКТОВ ПРИЁМА НА КАЧЕСТВО И ДОСТОВЕРНОСТЬ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ ПО ОБЪЕКТАМ НА ГРАНИЦЕ ЗОНЫ ИНТЕРПРЕТАЦИИ /INFLUENCE OF REMOTE RECEPTION POINTS ON THE QUALITY AND RELIABILITY OF SEISMIC DATA ON OBJECTS AT THE BOUNDARY OF THE INTERPRETATION ZONE/.....</i>	<i>48</i>
<i>Комарова О.Д., Тютяев А.В.</i>	
<i>ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОНЦЕНТРАЦИИ ФЛУОРЕСЦЕНТНЫХ ТРАССЕРОВ В ПЛАСТОВОЙ ЖИДКОСТИ /DETERMINATION OF THE CONCENTRATION OF FLUORESCENT TRACERS IN THE RESERVOIR FLUID/.....</i>	<i>56</i>
<i>Думакова А.К.</i>	
<i>ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ASP-ЗАВОДНЕНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ /APPLICATION OF ASP-FLOODING TECHNOLOGY TO IMPROVE THE EFFICIENCY OF FIELD DEVELOPMENT/.....</i>	<i>65</i>
<i>Лукманов А.А.</i>	
<i>РАЗРАБОТКА НЕТРАДИЦИОННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ /DEVELOPMENT OF UNCONVENTIONAL RESERVOIRS OF SAMARA REGION/.....</i>	<i>67</i>
<i>Воробьев С.В., Устинова С.В., Воробьева Е.В.</i>	
<i>СОВМЕЩЕНИЕ ГИДРОМЕХАНИЧЕСКОГО ОСЦИЛЛЯТОРА С КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКОЙ В СЛОЖНЫХ УСЛОВИЯХ СТИМУЛЯЦИИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ: ПОЛУЧЕННЫЙ ОПЫТ И КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА РАБОТ /AN COMBINATION A HYDRO-MECHANICAL OSCILLATOR AND ACIDIZING IN COMPLEX CONDITIONS OF STIMULATION OF CARBONATE RESERVOIRS: THE EXPERIENCE GAINED AND A COMPREHENSIVE ASSESSMENT OF THE WORK/.....</i>	<i>76</i>
<i>Миронова Е.А., Свиридова И.А.</i>	
<i>ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ЦИКЛИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН В КАЧЕСТВЕ ОСНОВНОЙ СТРАТЕГИИ РАЗРАБОТКИ РИФОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВОЛОСТНОВСКОГО ЛУ /APPLICATION OF THE CYCLIC OPERATION METHOD ON PRODUCTION AND INJECTION WELLS AS THE MAIN FIELD DEVELOPMENT STRATEGY (ON THE EXAMPLE OF REEF DEPOSITS OF THE VOLOSTNOVSKY LA/.....</i>	<i>85</i>
<i>Михайлов А.В., Пчела К.В., Куреев И.И.</i>	
<i>АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕРМОХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН КАК МЕТОД ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ АО «САМАРАНЕФТЕГАЗ» /ANALYSIS OF THE POSSIBILITY IN APPLYING THERMO-CHEMICAL TREATMENT OF BOTTOM-HOLE FORMATION ZONE IN PRODUCTION WELLS AS A METHOD TO STIMULATE HIGH-VISCOUS OIL RECOVERY AT THE FIELDS OF SAMARANEFTEGAS JSC/.....</i>	<i>88</i>
<i>Брусничкин А.М., Каллин И.В.</i>	
<i>СОЗДАНИЕ ИНТЕГРИРОВАННОЙ МОДЕЛИ ФОНТАНИРОВАНИЯ СКВАЖИНЫ /CREATION OF AN INTEGRATED WELL FLOWING MODEL/.....</i>	<i>91</i>
<i>Быков Е.С., Торин С.В.</i>	
<i>ОЦЕНКА СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ НА РАННИХ ЭТАПАХ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПЛАСТОИСПЫТАТЕЛЯ /ESTIMATION OF RESERVOIR FLUID PROPERTIES IN THE EARLY STAGES OF OIL FIELD DEVELOPMENT USING A RESERVOIR TESTER/.....</i>	<i>93</i>
<i>Дуркин С.М., Пчела К.В.</i>	
<i>РЕЗУЛЬТАТЫ ЧИСЛЕННЫХ ЭКСПЕРИМЕНТОВ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАЗЛИЧНЫХ СПОСОБОВ НАЧАЛЬНОЙ ИНИЦИАЛИЗАЦИИ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ /RESULTS OF NUMERICAL EXPERIMENTS IN CARRYING OUT VARIOUS METHODS OF INITIAL INTIALIZATION OF THE GEOLOGICAL AND HYDRODYNAMIC MODEL/.....</i>	<i>96</i>
<i>Королькова К.П.</i>	
<i>ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАПРАВЛЕНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ ПО ДЕВОНСКОЙ СИСТЕМЕ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ /DETERMINATION OF HORIZONTAL STRESS DIRECTIONS IN THE DEVONIAN SYSTEM OF THE ORENBURG REGION TO OPTIMIZE THE DEVELOPMENT SYSTEM/.....</i>	<i>99</i>

<i>Митрохин Н.С.</i> ПОДБОР ОПТИМАЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА СТАДИЙ МГРП НА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ С ПОПЕРЕЧНЫМ РАСПОЛОЖЕНИЕМ ТРЕЩИН /THE SELECTION OF OPTIMAL MULTISTAGE HYDRAULIC FRACTURING NUMBER FOR HORIZONTAL WELLS WITH TRANSVERSE FRACTURES/.....	116
<i>Скляев П.В.</i> ИССЛЕДОВАНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ СМЕСИ АНИОННОГО И ЦВИТТЕРИОННОГО ПАВ В СОЛЯНОКИСЛОТНЫХ РАСТВОРАХ /STUDY OF RHEOLOGICAL PROPERTIES OF A MIXTURE OF ANIONIC AND ZWITTERION SURFACTANTS IN HYDROCALIC ACID SOLUTIONS/.....	122
<i>Шумахер М.Ю., Коновалов В.В.</i> РАЗРАБОТКА КИСЛОТНЫХ УГЛЕВОДОРОДСОДЕРЖАЩИХ СОСТАВОВ И ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛА ИХ ПРИМЕНЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ /THE DEVELOPMENT OF HYDROCARBON CONTAINING ACIDIC COMPOSITIONS AND ESTIMATION OF THE POTENTIAL OF THEIR APPLICATION IN HIGH-VISCOSITY OIL DEPOSITS/.....	126
<i>Зиганишин Р.Ш., Роцин П.В.</i> К ВОПРОСУ ОБ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПЛАСТА МЕТОДОМ БЕЗВОДНОГО РАЗРЫВА НА ОСНОВЕ ЖИДКОЙ УГЛЕКИСЛОТЫ /ON THE QUESTION OF RESERVOIR STIMULATION BY DRY FRACTURING METHOD BASES ON LIQUID CARBON DIOXIDE/.....	130
<i>Перминова К.В., Терехин М.А., Ежикова М.М., Дмитриева Ю.С., Морозов А.С., Даняш А.В., Карпухин А.В.</i> ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ЗАВОЛЖСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ НА ПРИМЕРЕ ТОЛКАЕВСКО-СОРОЧИНСКОГО КУПОЛА СОРОЧИНСКО-НИКОЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ /DEVELOPMENT EFFICIENCY IMPROVEMENT OF ZAVOLZHISKY HORIZON OIL DEPOSIT IN THE CONTEXT OF TOLKAEVSKO-SOROCHINSKYDOME OF SOROCHINSKO-NIKOLSKOYE FIELD IN THE ORENBURG REGION/.....	132
<i>Зельцер Г.А.</i> ЗАВИСИМОСТЬ СКОРОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ УЛЬТРАЗВУКА В СТЕКЛОПЛАСТИКОВЫХ СТЕРЖНЯХ ОТ % СОДЕРЖАНИЯ СТЕКЛОВОЛОКНА /DEPENDENCE OF THE ULTRASOUND VELOCITY IN FIBERGLASS REINFORCEMENT ON THE % CONTENT OF GLASS FIBER/.....	135
СЕКЦИЯ: ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ	142
<i>Щербакова Е.И., Низовитин А.Н., Корольков К.А., Чернов Е.Н., Коновалов В.В.</i> КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ВЫЯВЛЕНИЮ ПРИЧИН ПОЯВЛЕНИЯ ОПАСНЫХ ХЛОРООРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ В НЕФТИ НА ЭТАПАХ ДОБЫЧИ, ПОДГОТОВКИ И СДАЧИ /INTEGRATED APPROACH TO IDENTIFYING CAUSES OF DANGEROUS ORGANIC CHLORIDES IN OIL AT THE STAGES OF PRODUCTION, PREPARATION AND DELIVERY/.....	142
<i>Антипова С.А.</i> РАЗРУШЕНИЕ ВЫСОКОУСТОЙЧИВЫХ ВОДНО-НЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ (ВНЭ) КАК ИНСТРУМЕНТ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ /DESTRUCTION OF HIGHLY RESISTANT WATER-OIL EMULSION AS A METHOD TO IMPROVE THE EFFICIENCY OF OIL TREATMENT/.....	146
<i>Бобров Н.А.</i> АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПАРОЦИКЛИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ. /ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF STEAM-CYCLE STIMULATION (CCS) OF WELLS IN THE HIGH-VISCOSITY OIL FIELDS OF THE SAMARA REGION/.....	150
<i>Кузьмин А.А., Цимбалюк А.Е.</i> ДЕКАРБОНИЗАЦИЯ НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ /DEKARBONIZATIYA NEFTYANYKH KOMPANIY/.....	154
<i>Воробьев И.В., Харасов Э.Р., Вуколов С.А., Капорцев В.С.</i> НЕПРЕРЫВНЫЙ ОПТИМИЗАЦИОННЫЙ ИНЖИНИРИНГ КАК ИНСТРУМЕНТ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ /CONTINUOUS OPTIMIZED ENGINEERING AS A TOOL FOR INCREASING PRODUCTION EFFICIENCY/.....	159
<i>Зиновьев А.М.</i> ПРИМЕНЕНИЕ РЕАГЕНТОВ-РАСТВОРИТЕЛЕЙ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ ПРИ ДОБЫЧЕ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ /APPLICATION OF HYDROCARBON-BASED SOLVENT REAGENTS IN THE PRODUCTION OF HEAVY OIL/.....	163
<i>Никитин А.В., Куреев И.И., Роцин П.В.</i> ПЕРСПЕКТИВЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ /PROSPECTS FOR INCREASING THE EFFICIENCY OF GEOLOGICAL AND TECHNICAL MEASURES TO INTENSIFY THE PRODUCTION OF HIGH-VISCOSITY OIL/.....	167

<i>Рощин П.В., Киреев И.И., Никитин А.В., Воробьев С.В., Хлебодаров В.Н., Чернова Е.А.</i> <i>ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ В</i> <i>КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ /EXPERIENCE OF IMPLEMENTATION OF TECHNOLOGY FOR INTENSIFICATION</i> <i>OF HEAVY OIL PRODUCTION IN CARBONATE RESERVOIRS/.....</i>	<i>171</i>
<i>Уланов В.В., Ситников А.В.</i> <i>ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РЕЖИМА РАБОТЫ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ АЛГОРИТМОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ</i> <i>/FORECASTING THE WELL OPERATING MODE USING MACHINE LEARNING ALGORITHMS/.....</i>	<i>175</i>
<i>Архипова К.С., Килячков А.А.</i> <i>МОДЕРНИЗАЦИЯ БЛОКОВ СТАБИЛИЗАЦИИ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ</i> <i>/MODERNIZATION OF OIL STABILIZATION BLOCKS IN LATE-STAGE OIL FIELDS/.....</i>	<i>181</i>
<i>Грибенников О.А., Шаронов М.В.</i> <i>АНАЛИЗ ТЕМПЕРАТУРНОГО РЕЖИМА РАБОТЫ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ НА ПРИМЕРЕ</i> <i>МЕСТОРОЖДЕНИЙ АО «САМАРАНЕФТЕГАЗ» /ANALYSIS OF THE TEMPRATURE REGIME OF OERATION OF</i> <i>ELECTRIC CENTRIFUGAL PUMPS ON THE EXAMPLE OF THE FIELDS OF JSC "SAMARANEFTEGAZ"/.....</i>	<i>190</i>
<i>Литвин А.Т.</i> <i>ПОДБОР ЭЛЕМЕНТОВ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОЙ И</i> <i>ЭФФЕКТИВНОЙ ДОБЫЧИ В УСЛОВИЯХ МНОЖЕСТВА ОСЛОЖНЕНИЙ /SELECTION OF WELL COMPLRTION</i> <i>ELEMENTS TO ENSURE LONG-TERM AND EFFICIENT PRODUCTION IN CHALLENGED ENVIRONMENT/.....</i>	<i>193</i>
<i>Тереньев А.А., Литвин А.Т.</i> <i>ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАКАЧКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО РАСТВОРИТЕЛЯ НА РАЗЛИЧНЫХ ЭТАПАХ</i> <i>ТЕХНОЛОГИИ SAGD /EVALUATION OF INJECTION EFFICIENCY HYDROCARBON SOLVENT AT VARIOUS STAGES</i> <i>OF THE SAGD TECHNOLOGY/.....</i>	<i>197</i>
<i>Воробьев С.В., Куликов Д.Н., Воробьева Е.В.</i> <i>ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ТЕРРИГЕННЫЕ КОЛЛЕКТОРА КИСЛОТНЫХ</i> <i>СОСТАВОВ НА ОСНОВЕ ОРГАНИЧЕСКИХ И НЕОРГАНИЧЕСКИХ КИСЛОТ /FILTRATION STUDIES OF THE</i> <i>IMPACT OF ACID COMPOSITIONS BASED ON ORGANIC AND INORGANIC ACIDS ON TERRIGENOUS</i> <i>RESERVOIRS/.....</i>	<i>203</i>
<i>Митина В.С.</i> <i>ОБУСТРОЙСТВО МЕСТОРОЖДЕНИЙ СО СВЕРХВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ СЕРОВОДОРОДА И</i> <i>УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА /IMPROVEMENT OF OIL FIELDS WITH ULTRA-HIGH LEVEL OF HYDROGEN SULFIDE AND</i> <i>CARBON DIOXIDE/.....</i>	<i>207</i>
СЕКЦИЯ: ОБУСТРОЙСТВО И ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ	215
<i>Назарова А.В.</i> <i>ПРИМЕНЕНИЕ ИМПУЛЬСНЫХ СТАНЦИЙ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ /APPLICATION OF PULSE STATIONS OF</i> <i>CATHODE PROTECTION/.....</i>	<i>215</i>
<i>Федоткина О.С., Чернышева Н.В., Соложенкина Е.К.</i> <i>ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА ОСАДКА, ОБРАЗУЮЩЕГОСЯ ПРИ СМЕШЕНИИ ПОТОКОВ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ</i> <i>УГЛЕНОСНОЙ И ДЕВОНСКОЙ СИСТЕМЫ НА САРБАЙСКР -МОЧАЛЕЕВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ /DETER</i> <i>MINATION OF QUANTITY OF PRECIPITATION WHICH IS FORMED BY MIXING OF CARBONIFEROUS AND</i> <i>DEVONIAN SYSTEMS' RESERVOIR WATER STREAMS AT SARBAYSKO-MOCHALEYEVSKOYE FIELD/.....</i>	<i>219</i>
<i>Серпуховитов А.В., Новикова К.А.</i> <i>АЛЬТЕРНАТИВНОЕ ПОКРЫТИЕ ПОДЪЕЗДНЫХ ДОРОГ ДЛЯ ОБУСТРОЙСТВА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ</i> <i>МЕСТОРОЖДЕНИЙ /ALTERNATIVE COVERING OF ACCESS ROADS FOR DEVELOPMENT OF OIL AND GAS</i> <i>FIELDS/.....</i>	<i>224</i>
<i>Сенинг Ю.А., Ананьева Ю.В.</i> <i>СИСТЕМА КОНТРОЛЯ ЦЕЛОСТНОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ /PIPELINE INTEGRITY MONITORING SYSTEM/.....</i>	<i>230</i>
СЕКЦИЯ: ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ.....	234
<i>Сокирка В.А.</i> <i>АКТУАЛИЗАЦИЯ ПОРЯДКА РАСЧЕТА УЧЕТА ПОТЕРЬ НЕФТИ ПРИ ПОРЫБЕ ТРУБОПРОВОДОВ /UPDATING</i> <i>THE PROCEDURE FOR CALCULATING THE ACCOUNTING OF OIL LOSSES IN CASE OF PIPELINE RUPTURE/.....</i>	<i>234</i>
<i>Асланян В.В., Петряева А.В., Сорокин С.А.</i> <i>БУРОВЫЕ ОТХОДЫ: ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ /DRILLING WASTE: PROBLEMS AND SOLUTIONS/.....</i>	<i>240</i>
<i>Мамаевская О.А., Ахполов Д.А.</i> <i>ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ШЛАМОВЫХ АМБАРОВ /ENVIRONMENTAL</i> <i>SAFETY AND DESIGNING OF DRILL WASTE PITS/.....</i>	<i>252</i>

<i>Попков В.И., Штеренберг А.М., Попкова А.В.</i> <i>БИОТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КОГНИТИВНАЯ ГЕОМОДЕЛЬ ЭКОЛОГИИ ДЛЯ МНОГОМАС-ШТАБНЫХ СТРУКТУР УГЛЕРОДА, НЕФТИ И РАЗРАБОТКИ /BIOTECHNOLOGICAL COGNITIVE GEOMODEL OF ECOLOGY FOR MULTISCALE STRUCTURES OF CARBON, OIL AND THEIR DEVELOPMENT/</i>	255
<i>Ширинхонова А.А., Седойкина А.С.</i> <i>УСТАНОВЛЕНИЕ ЗОН С ОСОБЫМИ УСЛОВИЯМИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕРРИТОРИИ НА СТАДИИ ВЫБОРА МЕСТА РАЗМЕЩЕНИЯ ПРОЕКТИРУЕМОГО ОБЪЕКТА /ESTABLISHMENT OF ZONES WITH SPECIAL CONDITIONS OF USE OF THE TERRITORY AT THE STAGE OF SELECTING THE LOCATION OF THE PROJECTED FACILITY/</i>	257
СЕКЦИЯ: ЭНЕРГЕТИКА	263
<i>Романов В.С.</i> <i>МЕТОДОЛОГИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО АНАЛИЗА И ОЦЕНКИ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ПОГРУЖНЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ НЕФТЕДОБЫЧИ /METHODODOLOGY OF INTELLECTUAL ANALYSIS AND ESTIMATION OF THE RESIDUAL LIFE OF SUBMERSIBLE ELECTRIC MOTORS OF OIL PRODUCTION/</i>	263
<i>Стариков А.В., Табачникова Т.В., Казанцев А.А.</i> <i>ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДСТАНЦИИ /JUSTIFICATION OF THE NEED FOR VOLTAGE REGULATION OF THE FIELD SUBSTATION/</i>	271
<i>Проничев А.В.</i> <i>РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ РАСЧЕТА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВИДА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЭЛЕКТРОСЕТЕВОЕ ОБОРУЗОВАНИЕ /DEVELOPMENT OF A MODEL FOR CALCULATION OF ECONOMIC EFFICIENCY INDICATORS TO DETERMINE THE TYPE OF IMPACT ON ELECTRIC GRID EQUIPMENT/</i>	279
<i>Игонин И.Д.</i> <i>ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ АБСОРБЦИОННЫХ ХОЛОДИЛЬНЫХ МАШИН НА ГАЗОТУРБИННЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ СОБСТВЕННЫХ НУЖД /FUNCTIONALITY OF APPLICATION ABSORPTION CHILLERS ON GAS TURBINE POWER PLANTS OF OWN NEEDS/</i>	285
СЕКЦИЯ: ЭКОНОМИКА	287
<i>Корогодин М.М.</i> <i>СИСТЕМА ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ И РЕКОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН, ПУТЬ ЕЁ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ /PRICING SYSTEM IN THE CONSTRUCTION AND RECONSTRUCTION OF WELLS, THE WAY TO IMPROVE IT/</i>	287
<i>Гаранин П.А., Бабордина О.А., Гаранина М.П.</i> <i>МОДЕЛИРОВАНИЕ И ОЦЕНКА ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ СИСТЕМ КАК ФАКТОР РАЗВИТИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА /MODELING AND EVALUATION OF PRODUCTION SYSTEMS AS A FACTOR IN THE DEVELOPMENT OF OIL AND GAS ENTERPRISES/</i>	289

АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ И ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Ответственный редактор Воробьев Сергей Владимирович

Издательство «Перо»
109052, Москва, Нижегородская ул., д. 29-33, стр. 15, ком. 536
Тел.: (495) 973-72-28, 665-34-36
Подписано к использованию 25.05.2021.
Объем 12,2 Мбайт. Электрон. текстовые данные. Заказ 452.

