

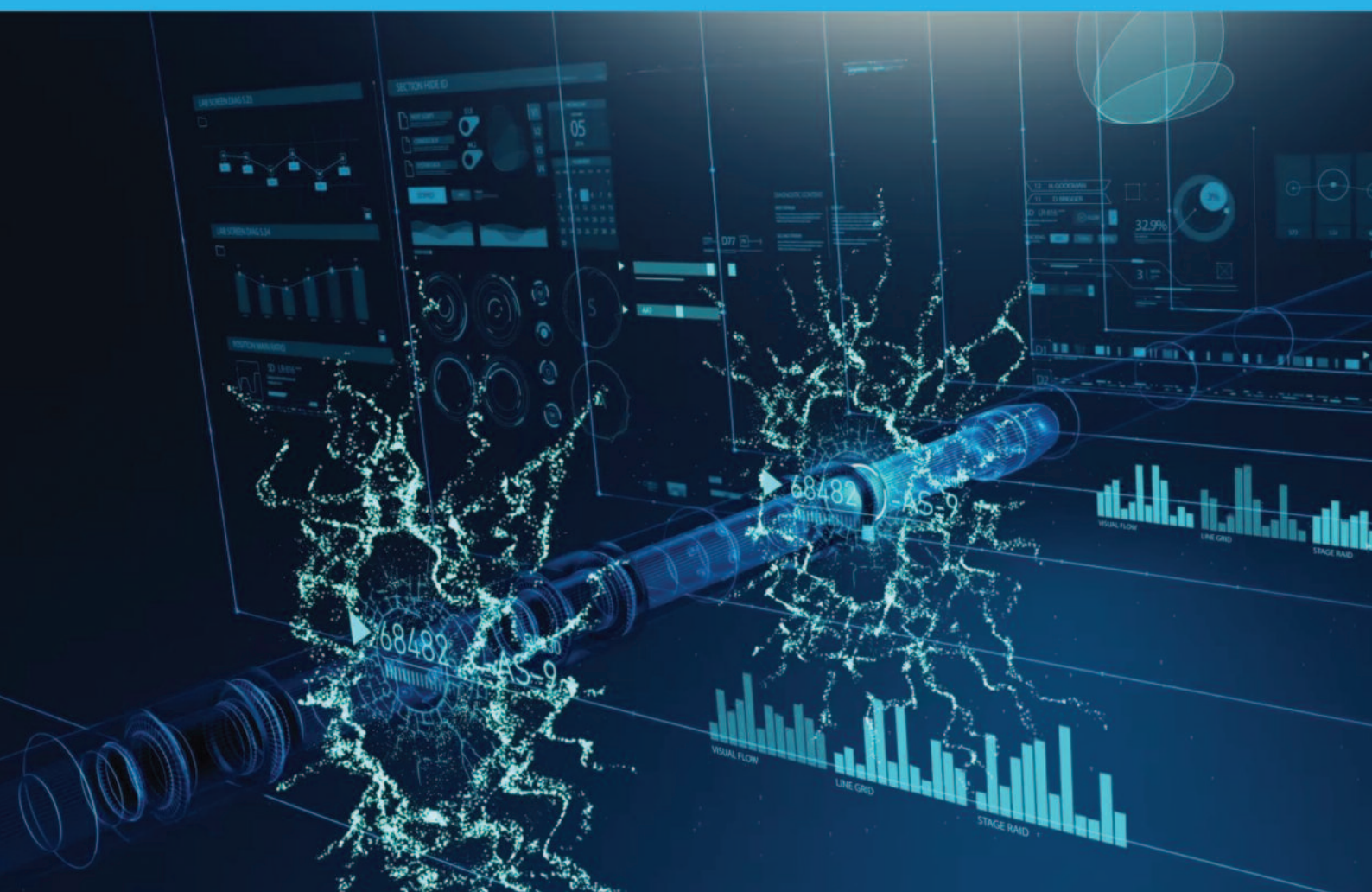
29
стр. Повышение
эффективности
бурения новых скважин

39
стр. Гидроразрыв пласта –
ключевая технология
разработки южной части
Приобского месторождения

68
стр. О стратегии развития
ресурсной базы актива

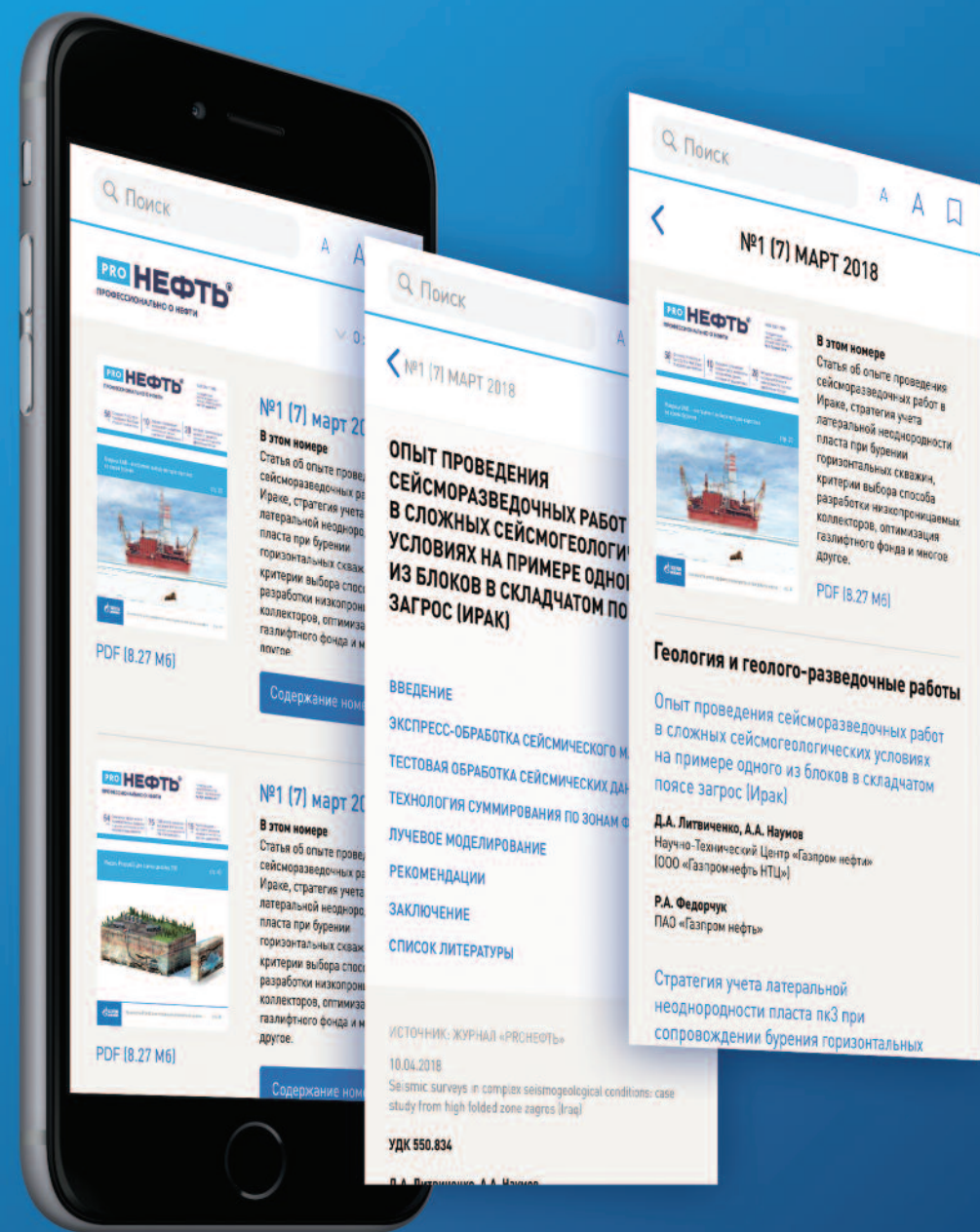
Транзакционность цифровой трансформации
в научной организации

стр. 64





ЧИТАЙТЕ «PROнефть» В МОБИЛЬНОМ ПРИЛОЖЕНИИ



СКАЧИВАЙТЕ ПРИЛОЖЕНИЕ
С APP STORE И GOOGLE PLAY

PRO НЕФТЬ

Внимание! Приложение устанавливается
на версии Android 8.0+ и iOS 11.0+



НОВОСТИ КОМПАНИИ

4

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

7

Яруллин Р.К., Яруллин А.Р., Гаязов М.С.

Концепция применения метода температурных меток в горизонтальных скважинах в условиях многофазного потока

Yarullin R.K., Yarullin A.R., Gayazov M.S.

The conception of applying temperature marks method in horizontal wells with multiphase flow

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

12

Ковальчук С.В., Полушина Е.В., Горенкова Е.А.

Результаты изучения и примеры реализации проектов разработки месторождений с нефтяными оторочками компании «Газпром нефть»

Kovalchuk S.V., Polushina E.V., Gorenkova E.A.

Results of studying and realization examples of oil rims fields development in the Gazpromneft company

18

Кунакова А.М., Усманова Ф.Г., Ворожцова Ю.С., Гоголева А.Д.

Оценка эффективности ингибиторов гидратообразования изотермическим методом

Kunakova A.M., Usmanova F.G., Vorozhtsova Yu.S., Gogoleva A.D.

Evaluation of the effectiveness of hydrate-formation inhibitors by the isothermal method

22

Федоровский С.А., Лобанов А.А., Промзелев И.О., Коваленко В.А., Сергеев Г.Д.

Влияние качества глубинных проб на результаты исследований фазового поведения парафинов и асфальтенов пластовой нефти

Fedorovskiy S.A., Lobanov A.A., Promzelev I.O., Kovalenko V.A., Sergeev G.D.

Influence of the quality of downhole samples on the results Of flow assurance laboratory studies of reservoir oil

29

Сугаипов Д.А., Яковлев А.А., Галаяутдинов И.М., Монжерин М.А., Девяткин В.С.

Повышение эффективности бурения новых скважин на основе оптимизации системы разработки юго-западного блока восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения

Sugaipov D.A., Yakovlev A.A., Galyautdinov I.M., Monzherin M.A., Devyatkin V.S.

Improving of new wells drilling efficiency based on the selection of optimal drilling pattern for the south-western block of Orenburg oil, gas and condensate field

34

Наугольнов М.В., Растегаева Е.В., Зулкарниев Р.З., Асмандияров Р.Н.

Факторный анализ успешности геолого-технических мероприятий как инструмент повышения качества геолого-гидродинамических моделей

Naugolnov M.V., Rastegaeva E.V., Zulkarniev R.Z., Asmandiyarov R.N.

Factor analysis of the success of well interventions as a tool for improving the quality of geological and simulation models

39

Колупаев Д.Ю., Биккулов М.М., Солодов С.А., Янин К.Е.

Массовое проведение гидроразрыва пласта – ключевая технология разработки южной части Приобского месторождения

Kolupaev D.U., Bikkulov M.M., Solodov S.A., Yanin K.E.

Mass hydraulic fracturing is a key technology of the southern part Priobskoye field development

Кучурин А.Е., Кибирев Е.А., Кунакова А.М.

Испытания клапанов-отсекателей для защиты продуктивных пластов от жидкостей глушения при смене установки электроцентробежных насосов на месторождениях ПАО «Газпром нефть»

Kuchurin A.E., Kibirev E.A., Kunakova A.M.

Test of shut-off valves for protection of reservoir from kill fluids during reinstall ESP at oil fields of Gazprom neft

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Чернорукова О.Н., Пилипенко М.А., Ягфаров Р.Р., Билута М.А., Асмандияров Р.Н., Зулькарниев Р.З., Студинский Р.Н., Растегаева Е.В., Воробьев Д.С.

Внедрение цифровой информационной системы «Подбор ГТМ» на объектах НИС а.д. Нови Сад

Chernorukova O.N., Pilipenko M.A., Yagfarov R.R., Biluta M.A., Asmandiyarov R.N., Zulkarniev R.Z., Studinskiy R.N., Rastegaeva E.V., Vorobyev D.S.

Deployment of Well Interventions Selection digital information system at NIS a.d. Novi Sad facilities

Огородов А.В., Тишкевич С.В., Фролов Д.А., Шестаков Д.А., Брыляков В.Е., Гизатуллин А.Р.

ЭРА:Ремонты - информационная система для повышения эффективности бизнес-процесса при текущих и капитальных ремонтах скважины

Ogorodov A.V., Tishkevich S.V., Frolov D.A., Shestakov D.A., Bryljakov V.E., Gizatullin A.R.

ERA:Repairs – information system to improve the efficiency of the business process during the current and capital repairs of the well

ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ

Туровин О.А., Огнев Е.Н.

Солнечная энергетика сегодня – миф или реальность?

Turovin O.A., Ognev E.N.

Solar energy today is a myth or reality?

ЭКОНОМИКА, УПРАВЛЕНИЕ, ПРАВО

Хасанов М.М., Краснов Ф.В.

Транзакционность цифровой трансформации в научной организации

Khasanov M.M., Krasnov F.V.

Transactional Digital Transformation in Scientific Organizations

Шашель В.А., Жуков В.В., Ошмарин Р.А., Богданович Е.С., Сизых А.В., Газалиев Р.Р., Попов А.Ю., Гайнетдинов Ф.Г., Перминов Д.Е.

Системный подход к формированию стратегии развития ресурсной базы актива

Shashel V.A., Zhukov V.V., Oshmarin R.A., Bogdanovich E.S., Szykh A.V., Gazaliev R.R., Popov A.Yu., Gaynetdinov F.G., Perminov D.E.

Systematic approach of creating optimal resource base development strategy

ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ И ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Кунакова А.М., Усманова Ф.Г., Максимов А.В., Барышникова О.А.

Оценка эффективности реагента на основе биополимера для ликвидации нефтяных разливов в арктических условиях

Kunakova A.M., Usmanova F.G., Maksimov A.V., Baryshnikova O.A.

Evaluation of the effectiveness of a biopolymer based reagent for the elimination of oil spills in arctic conditions

ПРОФЕССИОНАЛЬНО О НЕФТИ

ПЕРИОДИЧЕСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ «ГАЗПРОМ НЕФТИ»

Издается с 2016 года

УЧРЕДИТЕЛЬ

ООО «Газпромнефть НТЦ»

Редакционная коллегия:

В.В. Яковлев (председатель редакционной коллегии)

С.В. Аплонов, д.г.-м.н.

А.В. Билинчук

А.В. Бухановский, д.т.н.

Р.А. Валиуллин, д.т.н.

А.Н. Говзич

С.В. Головин, д.ф.-м.н.

А.Б. Золотухин, д.т.н.

А.М. Кривцов, д.ф.-м.н.

А.А. Осипцов, д.ф.-м.н.

И.Ф. Рустамов, к.т.н.

А.Н. Ситников

Д.А. Сугаипов, к.т.н.

К.М. Федоров, д.ф.-м.н.

М.М. Хасанов, д.т.н.

В.А. Шашель, к.т.н.

Редакция:

М.М. Хасанов – главный редактор

Э.Р. Керимова – выпускающий редактор

Д.А. Ребров

Е.И. Старикова

К.М. Волков

Адрес редакции:

190000, Россия, Санкт-Петербург,

наб. реки Мойки, д. 75-79, лит. Д

Тел: +7 (812) 313-69-24

Kerimova.ER@gazpromneft-ntc.ru

ntc_odo@gazpromneft-ntc.ru

www.ntc.gazprom-neft.ru

Перепечатка без разрешения редакции
запрещена.

При использовании материалов ссылка на журнал

«ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти» обязательна.

Редакция не несет ответственности

за содержание рекламных материалов.

Сдано в набор 12.02.2019

Подписано в печать 12.03.2019

Формат 64х90, 1/8. Бумага мелованная

Печать офсетная. Тираж 1000 экз.

Подписной индекс: **Роспечать – 81003**

Отпечатано в типографии «Август Борг»

107497, Москва, Амурская ул. д. 5, стр. 2

Цена свободная.

© ПАО «Газпром нефть», 2019

© Научное редактирование статей и prepress

ЗАО «Издательство «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО», 2019

115191, г. Москва, Б. Тульская ул., д. 10, стр. 9

www.oil-industry.ru

© «ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти»

Журнал зарегистрирован в Федеральной службе по

надзору в сфере связи, информационных технологий

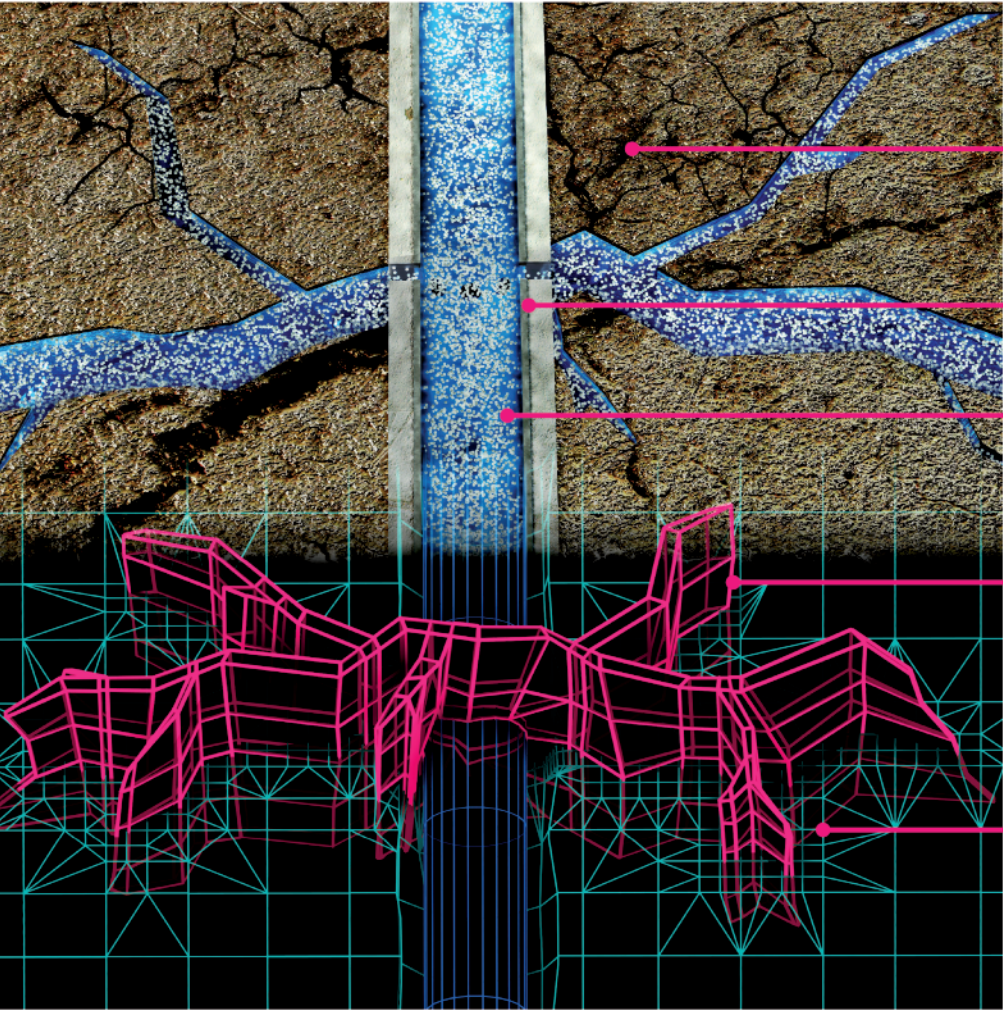
и массовых коммуникаций (Роскомнадзоре) РФ

22.09.2017 г. Пер N ПИ ФС77-71164

Уникальный отечественный симулятор гидроразрыва пласта

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» в консорциуме с МФТИ, Скол-техом, Санкт-Петербургским политехническим университетом и Институтом гидродинамики имени Лаврентьева разработали программу, которая оперативно анализирует десятки необходимых параметров и выбирает оптимальный сценарий проведения ГРП.

«КиберГРП» поможет продлить период эксплуатации зрелых месторождений и станет ключом к рентабельной разработке сложных запасов. По предварительным оценкам, цифровой инструмент увеличит точность расчета операции на 10–20% по сравнению с импортными аналогами и обеспечит прирост добычи примерно на 5%.



Уникальный функционал:

- Работа с нетрадиционными коллекторами
- Расчет вывода скважины на режим
- Работа с нестандартными жидкостями
- Расчет повторных ГРП
- Машинное обучение для уточнения дизайна

+5%

прирост
добычи за счет
оптимизации ГРП



ЭЛЕКТРОННАЯ
РАЗРАБОТКА
АКТИВОВ

«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» СОЗДАЕТ ЦИФРОВУЮ СИСТЕМУ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

«Газпром нефть» создает уникальную цифровую систему для подбора оптимального комплекса геофизических исследований скважин (ГИС) с учетом их технических особенностей и характеристик пласта. Внедрение разработки может обеспечить снижение капитальных вложений и операционных затрат компании более чем на 450 млн руб. в течение ближайших 10 лет.

Для изучения ключевых характеристик нефтеносного пласта сегодня используются различные виды ГИС, основанных на регистрации естественных и искусственных полей. Чтобы получить наиболее подробную и точную информацию о пласте, для каждой скважины в зависимости от характеристик пород, в которых она пробурена, и особенностей ее строения подбирается отдельный комплекс оборудования. Повысить эффективность планирования комплекса ГИС поможет уникальная цифровая рекомендательная система «iChart Design ГИС», разработанная специалистами Научно-Технического Центра «Газпром нефти» и Информационно-технологической сервисной компании. Она состоит из обновляемой базы данных геофизических приборов и алгоритма выбора комплекса исследований. Система учитывает данные о целевом назначении конкретной скважины и геолого-технологических условиях, в которых будут проводиться исследования, а по результатам предлагает пользователю оптимальный комплекс ГИС.

«iChart Design ГИС» будет развиваться на основе технологий машинного обучения, собирая массив данных из запросов пользователей и накапливая опыт. В перспективе планирование комплекса ГИС будет полностью автоматизировано. Проект реализован в рамках направления Технологической стратегии «Электронная разработка активов» и на текущий момент не имеет аналогов в отрасли.

«Себестоимость каждой добытой на месторождениях компании тонны нефти складывается из различных элементов, поэтому мы должны искать оптимум на всех этапах разведки, разработки и добычи. Только так мы сможем рентабельно осваивать запасы, которые с каждым годом становятся все сложнее. С развитием собственных ИТ-технологий мы привлекаем к решению этих задач интеллектуальных электронных помощников, учитывающих все собранные нами данные, весь необходимый опыт наших специалистов. Именно поэтому Электронная разработка активов — одно из ключевых направлений Технологической стратегии «Газпром нефти», — отметил руководитель дирекции по технологиям «Газпром нефти», генеральный директор Научно-Технического Центра компании Марс Хасанов.



«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ВНЕДРЯЕТ ТЕХНОЛОГИИ ПОИСКА УГЛЕВОДОРОДОВ НА МОЛЕКУЛЯРНОМ УРОВНЕ

«Газпром нефть» впервые в России протестировала инновационный метод поиска углеводородов на молекулярном уровне — площадную геохимическую съемку. Внедрение новой технологии геологоразведки позволит сэкономить свыше 650 млн руб. на проведении исследований только на одном участке. Высокотехнологичный метод основан на регистрации на поверхности земли молекул углеводородных газов, отражающих географическое расположение нефтенасыщенной зоны. Для улавливания частиц были разработаны специальные материалы (сорбенты), способные концентрировать на своей поверхности только молекулы углеводородов. По результатам анализа образцов специалисты определяют наиболее перспективные участки для дальнейшего проведения геологоразведочных работ (ГРП). Площадная геохимическая съемка была успешно испытана на Воргенском лицензионном участке Отдаленной группы месторождений (ОГМ) «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаза» с использованием 950 точек для установки конструкций-сорбентов на площади 3 500 км². По ее итогам были определены границы перспективных структур. В 2019 году работы будут продолжены с большим числом конструкций на площади 7 000 км². В 2018 году «Газпром нефтью» был получен ряд новых лицензионных участков, характеризующихся большой площадью и слабой геологической изученностью. Для повышения эффективности ГРП и оптимизации затрат на первых этапах освоения активов компания будет комплексно использовать как традиционную 2D и 3D сейсморазведку, так и несейсмические методы разведки, в том числе геохимическую съемку. Объединение нескольких видов технологий обеспечит повышение точности бурения

скважин и выявления новых месторождений, а также сокращение сроков полевых исследований. «Сегодня портфель активов «Газпром нефти» представлен большим количеством участков на ранних стадиях изучения, где нам предстоит исследовать огромные территории, чтобы выявить их ресурсный потенциал и сформировать подходы к дальнейшим геолого-разведочным работам. Именно на данном этапе возможно получение необходимой информации за минимально возможные инвестиции и создаются предпосылки для минимизации рискового капитала. Поэтому мы видим огромный потенциал в развитии программы несейсмических методов ГРП и геохимической съемки, в частности. Вывод лабораторной базы на новый технологический уровень, а также создание цифровых комплексных алгоритмов интерпретации данных должны позволить нам достигнуть прорывного повышения эффективности поисковой геологоразведки», — подчеркнул Алексей Вашкевич, директор по геолого-разведочным работам и развитию ресурсной базы «Газпром нефти».

«Технологии геолого-разведочных работ — одно из приоритетных направлений Технологической стратегии «Газпром нефти». Чтобы сделать весь цикл освоения месторождения более экономически эффективным, нам необходимо получать максимум геологической информации на ранних этапах геологоразведки. В создании новых методов, основанных на фундаментальных науках, для нас неocenимо сотрудничество с ведущими российскими научными центрами», — отметил директор дирекции по технологиям «Газпром нефти», генеральный директор Научно-Технического Центра компании Марс Хасанов.



«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ВНЕДРЯЕТ НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ СТРОИТЕЛЬСТВА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

«Газпромнефть-Хантос» (дочернее общество «Газпром нефти») ввел в эксплуатацию первые высокотехнологичные горизонтальные скважины двухколонной конструкции. Оптимизированный дизайн скважин позволил в 2 раза сократить цикл бурения и повысить эффективность вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов углеводородов в ХМАО-Югре. Первые двухколонные скважины построены на Южной лицензионной территории Приобского месторождения в зонах с переменным пластовым давлением для разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов. Несмотря на сложные геологические условия, новый подход позволяет повышать эффективность бурения, существенно сокращая производственные издержки. Особая конструкция дает возможность углубить скважину из-под кондуктора с использованием долота одного типоразмера, а также спустить комбинированную эксплуатационную колонну одновременно с хвостовиком. После оптимизации ряда конструктивных и организационных решений технология может быть тиражирована на другие активы «Газпром нефти». Новая технология строительства горизонтальных скважин двухколонной конструкции разработана Научно-Техническим Центром «Газпром нефти» и «Газпромнефть-Хантосом». При проведении буровых работ используются новейшие российские технологии, оборудование и материалы, в том числе буровой раствор на основе специализированного масла Gazpromneft Drilline 3*, выпускаемого компанией «Газпромнефть-смазочные материалы» по собственной рецептуре.

«Доля высокотехнологичных горизонтальных скважин, позволяющих вовлекать в разработку трудноизвлекаемые запасы углеводородов на месторождениях «Газпромнефть-Хантоса», с каждым годом увеличивается. В прошлом году на объектах предприятия введено в эксплуатацию почти 200 скважин, более 85 % из них – горизонтальные. Современные подходы к бурению и совершенствование конструкций являются важным инструментом повышения эффективности эксплуатации как зрелых, так и вновь вовлекаемых в эксплуатацию активов», – отметил генеральный директор «Газпромнефть-Хантоса» Алексей Кан.

*Gazpromneft Drilline – линейка масел, разработанных и выпущенных оператором бизнеса масел «Газпром нефти» – компанией «Газпромнефть-СМ» для производства буровых растворов. Проект реализован в рамках программы импортозамещения и позволяет компании практически полностью исключить применение импортных базовых масел и снизить затраты на 30 %. Специализированные масла служат основным компонентом буровых растворов на углеводородной основе, чаще всего используемых при строительстве высокотехнологичных скважин в сложных геологических условиях. Доля применения базовых масел в составе бурового раствора на углеводородной основе составляет от 70 до 90 %.



КОНЦЕПЦИЯ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА ТЕМПЕРАТУРНЫХ МЕТОК В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ В УСЛОВИЯХ МНОГОФАЗНОГО ПОТОКА

THE CONCEPTION OF APPLYING TEMPERATURE MARKS METHOD IN HORIZONTAL WELLS WITH MULTIPHASE FLOW

Р.К. Яруллин, к.ф.-м.н., **А.Р. Яруллин**, к.т.н., **М.С. Гаязов**
Башкирский гос. университет

Электронный адрес: YarullinAR@mail.ru

Ключевые слова: горизонтальная скважина, тепловая метка, многофазный поток, локальная скорость, фазовый расход, контроль разработки месторождений

R.K. Yarullin, A.R. Yarullin, M.S. Gayazov Bashkir state university, RF, Ufa

The article shows results of experimental studies on the applying thermal marks method for solving practical problems in horizontal wells. The studies were carried out at the hydrodynamic test complex of Bashkir state University. The results of research showed the potential of using the method. The error rate of the experimental results did not exceed 5 %. According to the results, the further direction of research has been determined.

Keywords: Horizontal well, thermal marks, multiphase flow, local velocity, phase flow, field development control

DOI: 10.24887/2587-7399-2019-1-7-11

ВВЕДЕНИЕ

Одна из актуальных задач современной промышленной геофизики при исследованиях в действующих горизонтальных скважинах – определение фазовых расходов с оценкой поинтервального дебита. В настоящее время для измерения дебита традиционно используют механические расходомеры. К сожалению, применение метода расходомерии имеет существенные ограничения, особенно в условиях многофазного потока. Механическая турбинка чувствительна к составу флюида, а расслоение фаз в наклонно направленной или горизонтальной скважине не контролируется относительно границ их раздела [1], что увеличивает неопределенность. Задача частично решается за счет применения распределенных механических расходо-

меров, обеспечивающих послойное измерение локальной скорости потока в действующих горизонтальных скважинах в комплексе с датчиками состава [2]. Однако в условиях обводнения продукции и малых скоростей потока, характерных для горизонтальных скважин на большинстве месторождений РФ, данная аппаратура малоэффективна и ее применение не решает поставленную задачу. Для выявления локальных притоков при малом удельном расходе может использоваться метод термоанемометрии, который имеет высокую чувствительность к радиальной составляющей потока. Однако результаты данного метода зависят от состава флюида, кроме того, метод не дает возможности определить количественные параметры расхода в условиях многофазного потока [3].

Помимо перечисленных способов оценки локальной скорости потока, в промысловой геофизике есть примеры применения метода меченой жидкости, когда в потоке формируется контрастная по физическим свойствам метка и прослеживается ее движение по стволу скважины. При этом метка формируется путем впрыска порции контрастной жидкости (например химической, оптической или электрической) или проводится активация изотопов при работе импульсного генератора нейтронов [4, 5].

В последнее время часто используется метод активной термометрии, когда в потоке флюида формируется температурная метка за счет работы индукционного нагревателя, выделяющего энергию в металле эксплуатационной колонны [6]. Результаты опробования показали высокую эффективность метода при решении ряда задач, связанных с контролем технического состояния скважины, и возможность оценки расхода в условиях низкодебитной вертикальной и слабонаклонной скважин.

При этом метод активной термометрии не требует использования дорогостоящего импульсного генератора, контрастных жидкостей, управление работой индуктора выполняется по кабелю, не ограничено число определений за один спуск, имеется перспектива применения метода в условиях действующих горизонтальных скважин.

ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ МЕТОДА ТЕМПЕРАТУРНЫХ МЕТОК

Экспериментальные работы, выполненные на термогидродинамическом стенде в БашГУ, и материалы промыслово-геофизических исследований в действующих горизонтальных скважинах показали, что температурная метка, сформированная в горизонтальном стволе скважины, перемещается по латерали, сохраняя значимую величину достаточно длительное время, при этом можно проследить ее продвижение в пото-

ке. Термоаномалии, сформированные в условиях расслоенного водонефтяного потока, в нефти и воде движутся независимо друг от друга, а процесс межфазного теплообмена пренебрежимо мал. Таким образом, наблюдая процесс перемещения температурной метки вдоль горизонтального ствола с помощью распределенных датчиков температуры, можно оценить линейную скорость каждой фазы, что в комплексе с данными распределенных датчиков состава позволяет оценить и фазовые расходы. Для эффективного применения метода необходимо иметь комплекс датчиков температуры, находящихся на верхней и нижней образующих трубы. Для оценки фазозаполнения с выходом на фазовые расходы необходим комплекс датчиков состава, распределенных вертикально по сечению трубы. Данный метод измерения может быть реализован с использованием традиционных датчиков состава и двух модулей вертикально распределенных датчиков температуры, разнесенных на некоторое расстояние по длине прибора.

Работы выполнялись в условиях двухфазного потока, состоящего из технической воды вязкостью 1 мПа·с и плотностью 1000 кг/м³ и гидравлического масла вязкостью 15 мПа·с (при температуре 26 °С) и плотностью 880 кг/м³. Стеклопластиковая труба (рис. 1) с внутренним диаметром 96 мм и длиной более 12 м располагалась строго горизонтально. Вода и масло подавались с торца стенда через систему, предварительно смешивающую, затем линеризирующую поток, для исключения локальных струй.

По длине стенда были размещены четыре группы малоинерционных датчиков температуры на основе термопары k-типа фирмы «Тесей». Датчики подключались к единому измерительному комплексу на основе модуля NI 9214 и работали в среде Lab View. Коэффициент тепловой инерции датчиков менее 1 с, разрешающая способность измерительной системы не менее 0,03 К.

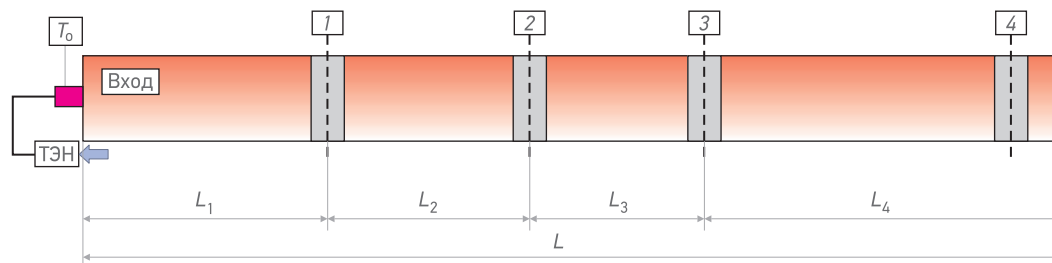


Рис. 1. Конфигурация гидродинамического стенда с вертикальными термосканерами (1, 2, 3 и 4 – сечения, на которых размещались датчики температуры T; ТЭН – трубчатый электронагреватель; T₀ – точка контроля входной температуры, L = 14 м, L₁ = 4 м, L₂ = 2,35 м, L₃ = 2,05 м, L₄ = 5,6 м)

На каждом сечении в вертикальной плоскости размещались пять датчиков температуры с постоянным шагом 10 мм. Крайние датчики для снижения краевых эффектов были отнесены от стенок трубы на 5 мм. Такое расположение позволяет наблюдать и регистрировать на компьютере динамику движения температурной метки по длине стенда, а также наблюдать эффект формирования термогравитационного расслоения потока по вертикали. Формирование температурных меток выполнялось проточным нагревателем в импульсном режиме с пиковой мощностью P = 2 кВт, время нагрева t_{раб} = 20 с, время между нагреваниями t_{прост} = 100 с. Такие временные промежутки достаточны для формирования и наблюдения четко отслеживаемой температурной метки. Расход воды и масла задавался работой электроцентробежного насоса и контролировался с точностью до 0,01 м³/ч. Амплитуда температурной метки при расходах, обеспечивающих ламинарный режим течения Q < 3,0 м³/ч (Re < 2000), по результатам эксперимента не превышала 1 °С. Параллельно с измерением температурного поля сечения потока определялась степень фазозаполнения потока (Hold Up) (рис. 2) путем замера длины дуги захвата каждой фазы, что позволяло выделить границу водомасляного контакта.

ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ЭКСПЕРИМЕНТА

Основная задача экспериментов – оценка перспективы применения метода температурных меток при измерении локальной скорости потока и суммарного расхода в условиях горизонтального трубного течения. Для этого на входе формировалась температурная метка и наблюдалось ее развитие в потоке по реакции четырех датчиков, расположенных на различном расстоянии от входа и на одинаковой высоте относительно нижней образующей (рис. 3). Локальная скорость потока v в слое рассчитывалась путем измерения времени подхода фронта термоаномалии к разным сечениям с учетом расстояния между ними:

$$v = L_i / t, \quad (1)$$

где L_i – базовое расстояние между сечениями; t – время прохождения фронта термоаномалии между точками наблюдения. Необходимо отметить, что при постановке серии меток (см. рис. 3) амплитуда отдельных меток изменяется в пределах единого пакета, и наблюдается общее повышение средней температуры потока, что связано работой

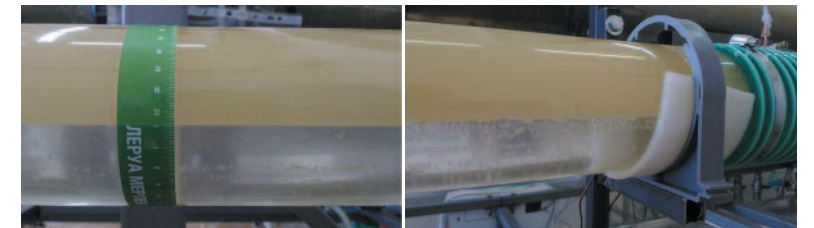


Рис. 2. Характер изменения водомасляного контакта по длине горизонтального трубопровода

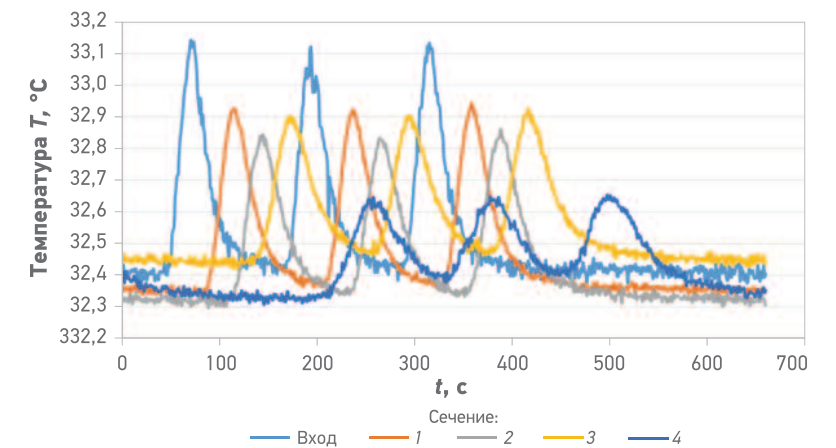


Рис. 3. Развитие серии импульсов по длине стенда, регистрируемое на оси трубы (отступ от нижней образующей равен 3 см)

ТЭН, теплообменом между слоями в ламинарном потоке и замкнутой системой оборота рабочего флюида. Для повышения точности экспериментов все последующие измерения выполнялись путем формирования серии термоаномалий с усреднением результатов по нескольким импульсам в пределах единого пакета. Результаты измерения распределения локальных скоростей между отдельными сечениями при дебитах (объемной скорости) воды и масла, равных, соответственно 1,27, 0,9 м³/ч, по наблюдению термоаномалий приведены на рис. 4.

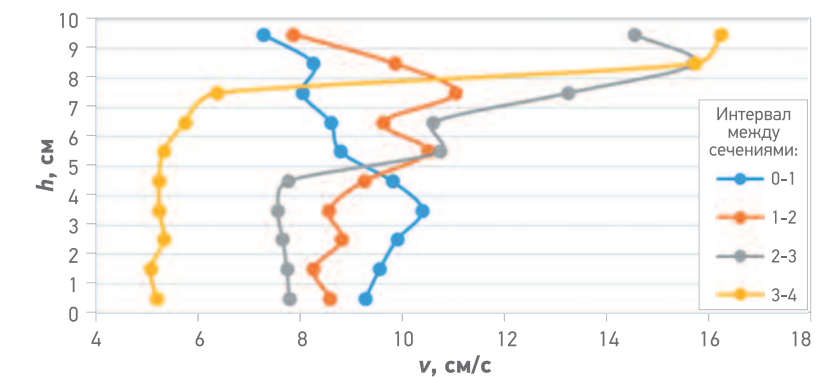


Рис. 4. Распределения скоростей в сечении для различных интервалов движения

Из рис. 4 видно, что послойное распределение локальной скорости потока вдоль горизонтальной трубы на стенде изменяется. По мере удаления от «забоя» наблюдается «разгон» масла, что обусловлено концевым эффектом, характерным для выхода на вертикальную часть стенда (рис. 5.). Зона проявления концевого эффекта зависит от конфигурации труб, гидродинамического сопротивления смеси воды и масла, т.е. от их скорости движения (дебита), динамической вязкости и др. При регистрации Hold Up по контрольным точкам получено, что влияние концевого эффекта начинается примерно на расстоянии 8 м от забоя. Для лучшей иллюстрации можно совместить регистрируемые значения локальных скоростей в сечениях по длине стенда и

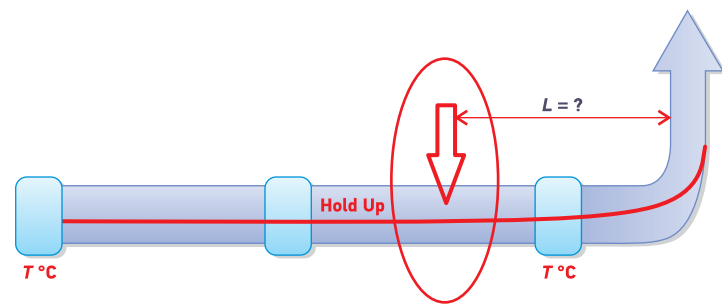


Рис. 5. Схема влияния концевого эффекта на Hold Up и фазовые скорости

уровня водомасляного контакта внутри стенда (рис. 6.) Для перехода от линейных скоростей расслоенного потока к дебиту необходимо выделить площадь захвата движения каждой локальной скорости. Для этого сечение трубы делится на 10 эффективных площадей. Оценив высоту каждого подвижного слоя h , можно определить площадь сегмента, занимаемого нагретой жидкостью, по следующим формулам:

$$S_{seg} = S_{sec} - S_{\Delta} \quad (2)$$

$$S_{seg} = \frac{R^2}{2}(\alpha - \sin \alpha), \quad (3)$$

$$\alpha = 2 \arccos\left(\frac{R-h}{R}\right), \quad (4)$$

где S_{seg} – площадь сегмента, занимаемого разогретой жидкостью (эффективная площадь движения), m^2 ; R – внутренний радиус трубы, m ; α – угол наклона, рад. Проведено сравнение показаний механических расходомеров, полученных в двух точках стенда, и рассчитанных дебитов по каждой фазе (см. таблицу). Погрешность расчетов не превысила 5 % относительно показаний расходомера.

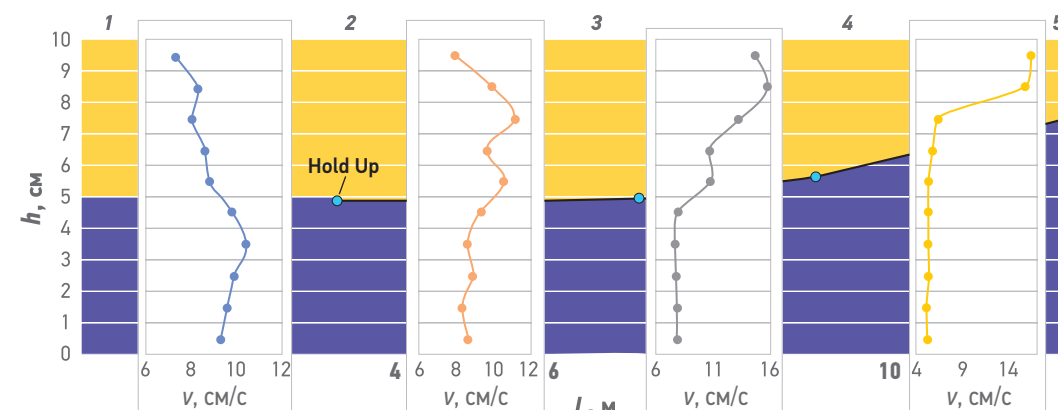


Рис. 6. Распределение локальных скоростей и уровня водомасляного контакта в различных интервалах стенда

Точка	Дебит воды, м³/ч		Дебит масла, м³/ч	
	по показаниям расходомера	расчетный	по показаниям расходомера	расчетный
1	1,27	1,32	0,9	1,05
2	2,68	2,62	0,48	0,44

ВЫВОДЫ

1. Экспериментально показана возможность оценки линейной скорости многофазного расслоенного неизоэтермического потока путем внесения в него искусственной температурной метки.
2. Погрешность результатов экспериментов не превысила 5 % относительно входных данных, регистрируемых на гидродинамическом стенде.
3. Увеличение расстояния между контрольными точками регистрации температуры по сечению стенда (измерительной базы) повышает точность оценки скорости потока по верхней образующей, однако в то же время происходит потеря информации о скорости потока в целом по сечению за счет частичного расформирования температурной метки.
4. При наличии соответствующей аппаратуры, позволяющей регистрировать значение температуры по сечению скважины на некотором расстоянии друг от друга, задача определения фазовых расходов с оценкой поинтервального дебита будет решена.

Список литературы

1. Валиуллин Р.А., Яруллин Р.К., Яруллин А.Р. Тестирование скважинной аппаратуры на стенде – как обязательный элемент испытания при разработке и передаче ее в производство // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 3. – С. 300-308.
2. Костин А.И., Лауфер К.К., Новопашин С.В. Применение компенсированного термондуктивного расходомера жидкости для решения геологических задач // Каротажник. – 2005. – № 135. – С. 134-144.
3. Ленн К., Каденхэд Дж., Сандер Р., Ашууров В. Промысловый каротаж горизонтальных скважин – URL: <http://www.slb.ru>. – декабрь, 2004.
4. Геофизический контроль насыщенности терригенных коллекторов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений Республики Татарстан / Л.Н. Воронков, Р.И. Юсупов, В.В. Баженков, В.А. Лифантьев // Каротажник. – 2003. – № 109. – С. 298 – 313.
5. Опыт использования метода активной термометрии при диагностике состояния эксплуатационных скважин / Р.Ф. Шарафутдинов, Р.А. Валиуллин, В.Я. Федотов, М.Ф. Закиров // Каротажник. – 2010. – № 193. – С. 5-12.
6. Разработка критериев выделения работающих интервалов в низкодебитных горизонтальных скважинах на основе физического эксперимента и скважинных исследований / Р.А. Валиуллин, Р.К. Яруллин, А.Р. Яруллин [и др.] // SPE 136272. – 2010.
7. Яруллин А.Р. Результаты экспериментальных исследований двухфазного расслоенного потока в горизонтальном стволе скважины со знакопеременной траекторией // Каротажник. – 2014. – № 243. – С. 72-76.

Reference

1. Valiullin R.A., Yarulkin R.K., Yarulkin A.R., *Testing well tools on the stand as an obligatory checking stage of development and manufacturing application* (In Russ.), Neftegazovoe delo, 2012, no. 3, pp. 300-308.
2. Kostin A.I., Laufer K.K., Novopashin S.V., *Application of the compensated thermal conductivity fluid flowmeter for solving geologic-technical problems* (In Russ.), Karotazhnik, 2005, V. 135, pp. 134-144.
3. Lenn K., Kadenkhd D., Sander R., Ashurov V., *New developments in the production logging in horizontal wells* (In Russ.), Tekhnologii TEK, 2004, no. 5.
4. Voronkov L.N., Yusupov R.I., Bazhenov V.V., Lifant'ev V.A., *Geophysical control of saturation of terrigenous reservoirs at the late stage of development of oil fields of the Republic of Tatarstan* (In Russ.), Karotazhnik, 2003, V. 109, pp. 298 – 313.
5. Sharafutdinov R.F., Valiullin R.A., Fedotov V.YA., Zakirov M.F., *Experience of using the method of active thermometry in the diagnosis of the state of operational wells* (In Russ.), Karotazhnik, 2010, V. 193, pp. 5-12.
6. Valiullin R., Yarulkin R., Yarulkin A. et al., *Development of inflow profiling criteria for low-rate horizontal wells on the basis of physical laboratory experiments and field studies* (In Russ.), SPE 136272-RU.
7. Yarulkin A.R., *The results of experimental studies on a two-phase flow bundle in horizontal wells with a variable-sign trajectory* (In Russ.), Karotazhnik, 2014, V. 243, pp. 36-71.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗУЧЕНИЯ И ПРИМЕРЫ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С НЕФТЯНЫМИ ОТОРОЧКАМИ КОМПАНИИ «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»

RESULTS OF STUDYING AND REALIZATION EXAMPLES OF OIL RIMS FIELDS DEVELOPMENT IN THE GAZPROMNEFT COMPANY

С.В. Ковальчук, Е.В. Полушина, Е.А. Горенкова

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»),

Электронные адреса: Kovalchuk.sv@gazpromneft-ntc.ru, Polushina.EV@gazprom-neft.ru, Gorenkova.EA@gazprom-neft.ru

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы, нефтяная оторочка

S.V. Kovalchuk, E.V. Polushina, E.A. Gorenkova

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

Oil rims refer to hard-to-recover oil reserves, but at the same time these objects are perspective for development. There are a lot of factors which make traditional methods of development difficult to use. In this regard, there is a need to consider new solutions which will allow to involve hard-to-recover reserves oil rims reserves in development. This article contains the experience of oil rims field development planning in the Gazpromneft Scientific and Technical Center. Key features of field geology and field development plans are considered in the article. Main issues and solution are also revealed. All studied fields (Zapolyarnoye, Vostochno-Messoyakhskoye, Chayandinskoye, Novoportovskoye, Han-Yakhinskoye, Pestsovoye, Urengoskoye fields) are characterized by a complex geology, secondary transformations of reservoir and arrangement in regions with poorly developed infrastructure. Approaches of searching high-quality reservoir zones is applied within fields study. Methods of field development parameters optimization are considered in the article as well as experience of drilling of branched-hole horizontal wells. Recommendations for similar oil rims reservoir development are provided by authors.

Keywords: hard-to-recover reserves, oil rim

DOI: 10.24887/2587-7399-2019-1-12-17

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в ресурсной базе «Газпром нефти» увеличивается доля запасов, приходящаяся на многокомпонентные залежи, содержащие нефть и газ. Поэтому одной из приоритетных задач стратегического развития компании является программа реализации проектов разработки подгазовых залежей. Нефтяная оторочка – это часть нефтегазовой или нефтегазоконденсатной залежи, в которой газ занимает существенно больший объем, чем нефть. Запасы нефтяных пластов с газовой шапкой относятся к трудноизвлекаемым, но в то же время такие объекты перспективны для разработки.

Вовлечение в разработку нефтяных оторочек позволяет существенно увеличить добычу нефти в компании. Суммарные извлекаемые запасы нефти и конденсата в подгазовых залежах «Газпром нефти» превышают 500 млн т [1]. Месторождения с нефтяными оторочками характеризуются сложным геологическим строением, вторичными преобразованиями коллекторов. Они расположены в регионах со слабо развитой инфраструктурой и суровыми климатическими условиями (рис. 1). Данные факторы затрудняют применение традиционных методов разработки таких месторождений, в связи с чем возникла необходимость создания и внедрения новых технологий и подходов, которые позволяют по-

лучить максимальный экономический эффект. В настоящее время не существует конкретной методики изучения и определения оптимальных параметров системы разработки для подгазовых залежей. Каждый изучаемый объект (см. рис. 1) требует индивидуального подхода. Все проекты, реализуемые в «Газпром нефти», отличаются различной степенью геологической неопределенности изучаемых объектов и сложностью выполнения программ.

ПРОБЛЕМЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК

Ключевые проблемы разработки нефтяных оторочек связаны с геологическими, технологическими и экономическими аспектами. К основным геологическим аспектам относятся: – сложное концептуальное строение пластов (клиноформное, циклитное, блочное) и, как следствие, вариация флюидальных газонефтяных (ГНК)/водонефтяных (ВНК) контактов в разрезе и по площади, а также трудности с прогнозированием контактов в неразбуренных зонах; – неподтверждение результатов испытаний разведочных скважин и ГНК/ВНК; – неоднозначность интерпретации типа насыщения по данным геофизических исследований скважин (ГИС); – снижение фильтрационных свойств (ФЕС) под воздействием вторичных процессов преобразования коллектора.

Главным осложняющим фактором является геологическое строение объектов. Так, на Восточно-Мессояхском месторождении основные запасы сосредоточены в пластах, сформированных в речных и дельтовых условиях, что обуславливает высокую латеральную и вертикальную неоднородность [2]. В пределах пластов ПК₁₋₃ Восточно-Мессояхского месторождения выделены три седиментологических циклита разного генезиса в рамках континентальной среды осадконакопления: русловый комплекс, дельтовая равнина и приливно-отливные отмели (рис. 2). Циклиты различаются фильтрационно-емкостными и динамическими свойствами. В каждом циклите выделяются зоны с улучшенными коллекторскими свойствами и низкопроницаемые отложения с высокой расчлененностью, вследствие чего пласты харак-

теризуются высокой неоднородностью по проницаемости (0,05–2,5 мкм²). Основным фактором, влияющим на успешность бурения проектных скважин, является принадлежность к фациальной обстановке. Благодаря комплексному анализу сейсмических, седиментологических и петрофизических данных удалось спрогнозировать распространение фаций по площади пласта, что позволило успешно пробурить более 300 горизонтальных скважин (ГС). Для решения геологических задач, обусловленных неоднородностью коллектора, а также экономических проблем, связанных с отношением накопленной добычи к капитальным вложениям в строительство и эксплуатацию, на Восточно-Мессояхском нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ) применяется бурение ГС с удлиненными стволами (до 1800 м), многоствольных скважин и скважин со сложной конструкцией fishbone

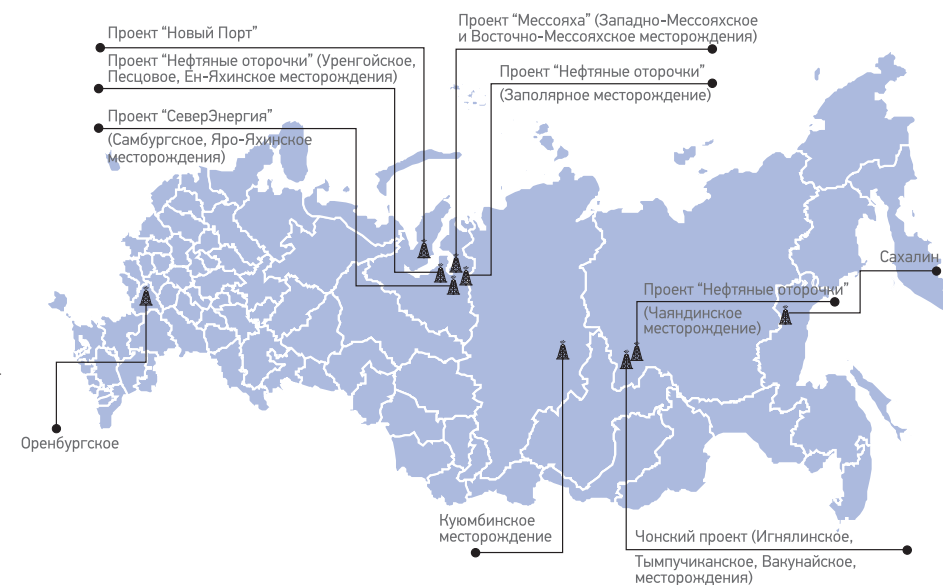


Рис. 1. Проекты с нефтяными оторочками ПАО «Газпром нефть»

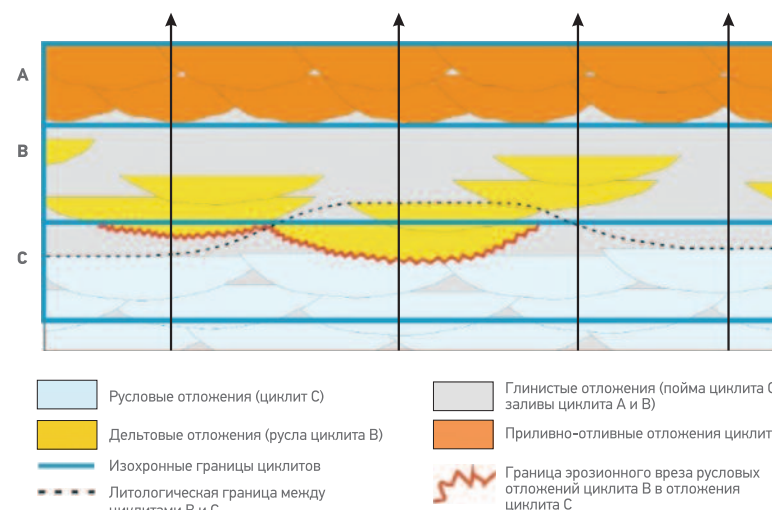


Рис. 2. Возможная модель строения отложений пласта ПК₁₋₃ Восточно-Мессояхского месторождения [3]

(«рыбья кость»). Применение данных технологий позволяет уменьшить площадь кустовой площадки, увеличить время работы скважины до прорыва газа, достичь плановых показателей, вовлечь в разработку запасы краевых частей месторождения, увеличить площадь дренирования меньшим числом скважин. Другим немаловажным геологическим фактором является влияние вторичных процессов преобразования коллектора. Отличительная особенность коллектора пласта БТ₁₀ на Заполярном месторождении – наличие в песчанике цеолитов. Интенсивность цеолитизации варьируется от низкой (10–20 %) до высокой (50 %), или цеолитизация полностью отсутствует. В рамках опытно-промышленных работ (ОПР) проведены исследования на керновом материале, которые выявили двукратное снижение проницаемости и гелеобразование при взаимодействии цеолитизированного песчаника с пресными жидкостями и растворами хлористого кальция, что также негативно влияет на разработку месторождения. Кроме того, цеолитизация коллектора влияет на значения электрического сопротивления, поэтому интерпретация насыщения по данным ГИС и определение граничных значений вызвали существенные трудности [4]. В связи с указанным специалистами компании «Газпром нефть» было принято решение использовать буровой раствор на углеводородной основе. Заполярное месторождение относится к сложным объектам для изучения, этот проект дал возможность специалистам накопить уникальный опыт, тиражирование которого планируется на подобных месторождениях, где существует проблема цеолитизации коллектора, например, на Яро-Яхинском месторождении. Влияние вторичных процессов преобразования коллекторов отмечено также на Чаяндинском месторождении. Его нефтяные оторочки являются одним из перспективных объектов для разработки в Восточной Сиби-

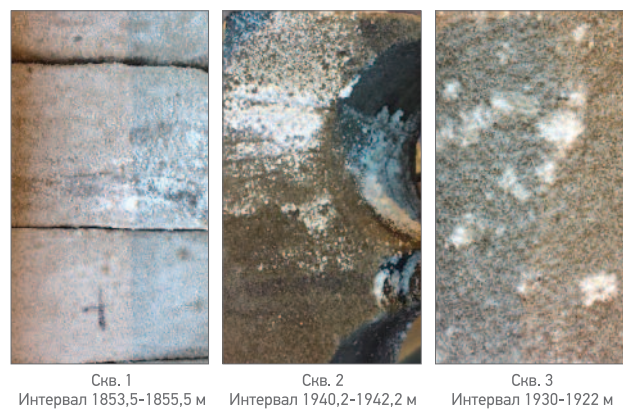


Рис. 3. Вторичные преобразования коллектора Чаяндинского месторождения

ри. Нефтяные залежи приурочены к ботубинскому и хамакинскому горизонтам. Коллектор представлен среднезернистым песчаником, хорошо сортированным, характеризуется хорошими ФЕС. При детальном изучении литологического состава пласта были выявлены вторичные преобразования, к которым относятся засоление и ангидритизация (рис. 3), значительно ухудшающие коллекторские свойства. На основании анализа палеотектоники и седиментационной модели пласта было принято решение выделить зону ухудшенных коллекторов. Описанный подход к выделению зон с разными коллекторскими свойствами также применим к месторождениям, где отмечается неравномерное распределение ФЕС. Фациальные модели послужили основой для разделения проекта на этапы, в первую очередь разрабатываются выделенные зоны улучшенных коллекторов. Успешный опыт имеется на Самбургском месторождении. Кроме геологических проблем, существует риск неподтверждения результатов испытаний разведочных скважин, которые были взяты за основу при построении геологической модели и оценки активов на начальном этапе. Так, на Заполярном месторождении проводились ОПР, включавшие бурение четырех ГС и семи пилотных стволов. Ни одна пробуренная скважина не подтвердила результаты проведенных испытаний разведочных скважин, что обусловило сокращение нефтенасыщенных толщин и послужило причиной пересмотра геологической модели. В связи с этим рекомендуется уточнение геологической информации на старте проекта и проведение повторного испытания пробуренных скважин. Вовлечь в разработку трудноизвлекаемые запасы нефтяных оторочек и существенно повысить их рентабельность позволяет решение технологических проблем, к которым относятся: – низкая продуктивность скважин; – возможность прорыва газа и воды к добывающим скважинам при интенсивном отборе нефти; – расформирование нефтяной оторочки вследствие первоочередных отборов газа из газовой шапки; – сложности расчета прогнозных показателей разработки. Нефтяные оторочки являются одним из наиболее сложных объектов с точки зрения разработки. Массивные газовые шапки и подстилающая вода существенно осложняют освоение залежей и предъявляют более высокие требования к формированию оптимальной стратегии разработки.

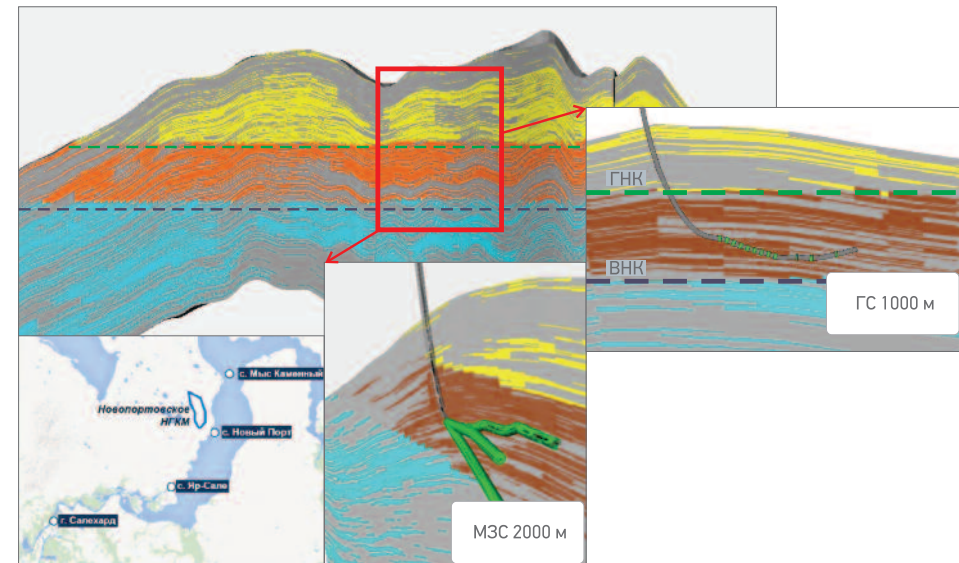


Рис. 4. Геологический разрез пласта Ю₂₋₆ Новопортковского месторождения

ВЫРАБОТКА ЭФФЕКТИВНОЙ СТРАТЕГИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ С НЕФТЯНЫМИ ОТОРОЧКАМИ

Выработка эффективной стратегии разработки месторождения с нефтяными оторочками – ключевая задача, стоящая перед инженерами-разработчиками Научно-Технического Центра «Газпром нефти». Она может быть выполнена только с использованием интегрированного подхода, охватывающего все аспекты развития актива. Одним из первых месторождений, прошедших через сложную последовательную цепочку разработки оптимальных решений по развитию актива, является Новопортовское НГКМ. В процессе многовариантных расчетов по выбору оптимальных параметров системы разработки месторождения были определены различные типы заканчивания скважин, систем разработки и режимов эксплуатации скважин. Принцип разделения месторождения на зоны позволил провести оптимизацию системы разработки индивидуально для каждого участка месторождения. Для пластов группы НП была принята рядная система разработки ГС длиной 1000–1500 м с поддержанием пластового давления путем обратной закачки пластовой воды. Для пласта Ю₂₋₆ (рис. 4) выбрана система разработки ГС длиной 1000 м с проведением многостадийного гидроразрыва пласта. Однако опыт бурения скважин на Новопортковском НГКМ показывает динамику увеличения длины горизонтального участка ствола от 1000 до 1500–2000 м. Практически достигнув технологических пределов при бурении ГС на месторождении при длине горизонтального ствола до 2000 м, специалисты «Газпром нефти» вы-

полнили качественный переход от одностовольных ГС к многостовольным. На основании имеющего опыта бурения ГС в 2017 г. на Новопортковском НГКМ была пробурена первая четырехствольная скважина, общая проходка которой составила 6756 м, проходка по продуктивному пласту – 4406 м. При этом по сравнению с традиционной ГС, пробуренной на пласт НП₂₋₃, стоимость скважины увеличилась на 55 %, а начальная продуктивность повысилась на 162 % [5]. Анализ эффективности бурения скважин показывает, что многозбойные скважины дают возможность вовлечь в разработку участки залежей меньшим числом скважин, что в свою очередь позволит снизить объем капитальных вложений, необходимых для разработки месторождения (рис. 5).



Рис. 5. Результаты повышения эффективности бурения

Опыт решения оптимизационных, технических и технологических задач на Новопортовском месторождении при выборе оптимальной стратегии разработки будет востребован при дальнейшем освоении новых месторождений во всех регионах нефтедобычи, где имеются месторождения с нефтяными оторочками.

ВЛИЯНИЕ ГАЗОВОЙ ШАПКИ И ПОДСТИЛАЮЩЕЙ ВОДЫ НА РАЗРАБОТКУ НЕФТЯНОЙ ОТОРОЧКИ

Одним из основных факторов, оказывающих негативное воздействие на выработку запасов нефти нефтяных оторочек, является процесс добычи газа из газовой шапки залежи. К основным отрицательным процессам относятся следующие:

– ускоренное снижение пластового давления, приводящее к разгазированию нефти в пласте, а также к необходимости уменьшения забойного давления в добывающих нефтяных скважинах;

– движение нефтяной оторочки под действием водоносного горизонта вверх, в зону пониженного пластового давления, вследствие чего происходит расформирование нефтяной оторочки и уменьшение подвижных запасов. Разработка газовой шапки может быть как опережающей, так и одновременной с разработкой нефтяной оторочки, однако наиболее выраженное отрицательное влияние на конечный КИН нефтяной оторочки оказывает опережающая разработка газовой шапки.

На Заполярном НГКМ, где «Газпром нефть» ведет работы по изучению нефтяной оторочки, разработка газовых шапок началась в 2011 г., разработка нефтяной оторочки находится на стадии ОПР. Специалистами Научно-Техниче-

ского Центра «Газпром нефти» были проведены расчеты по оценке степени текущей расформированности нефтяной залежи, которые позволяют определить потенциальные потери подвижной нефти вследствие опережающей разработки газовой шапки. Снизить отрицательный экономический эффект от расформирования нефтяных залежей возможно только за счет консервации либо сдвига начала разработки газовой шапки.

Описанный процесс расформирования очень важно учитывать при прогнозных расчетах показателей разработки с целью недопущения переоценки нефтеотдачи залежи. Для этого в подразделениях Научно-Технического Центра «Газпром нефти» все гидродинамические расчеты показателей разработки проводятся на единых гидродинамических моделях «газовая шапка + нефтяная оторочка», которые позволяют учесть негативное влияние на разработку нефтяной оторочки вовлечения в добычу газа на месторождении (рис. 6). С целью оптимизации расчетного времени единой полномасштабной гидродинамической модели газовой и нефтяной залежей специалистами компании отработана методика построения секторных моделей нефтяных оторочек с небольшими сегментами газовой части залежи, без создания моделей с записью перетоков за границы участка моделирования. Данный подход позволяет максимально снизить расчетное время при прогнозировании показателей разработки нефтяной оторочки, учесть негативное влияние разработки газовой шапки залежи и воспроизвести динамику расформирования нефтяной оторочки.

Проблемы разработки нефтяных оторочек также связаны с возможностью прорыва

газа и воды к добывающим скважинам при интенсивном отборе нефти. Для снижения рисков необходимы корректное задание свойств пластовых флюидов и достоверное воспроизведение переходной водонефтяной зоны.

Вследствие наличия высокой депрессии в процессе отбора проб в пробоотборники попадает разгазированный флюид, свойства которого существенно отличаются от свойств пластового флюида.

От правильного воспроизведения обводненности по разрезу нефтяной оторочки зависит корректность динамики конусообразования воды, следовательно, точность прогнозных показателей разработки месторождения в целом.

Описанные выше задачи могут быть успешно решены при помощи современных промыслово-геофизических методов исследования пластов – испытателей пластов на трубах. Успешный опыт применения данного метода на Заполярном, Новопортовском, Яро-Яхинском месторождениях позволяет рекомендовать его к применению на месторождениях с нефтяными оторочками. Кроме того, использование испытателей пласта на трубах дает возможность точно определить уровни флюидальных контактов, что является одной из основных задач при разработке нефтяных оторочек в связи с небольшой толщиной пластов.

ВЫВОДЫ

1. Подгазовые залежи отличаются сложным геологическим строением. Высокая расчлененность, небольшие нефтенасыщенные толщины,

низкие проницаемость и нефтенасыщенность, высокая обводненность пластов требуют комплексной проработки исходных данных при построении геологической модели.

2. Для снятия неопределенностей, связанных с уровнем флюидальных контактов, рекомендуются проведение исследований ГДК-ОПК (гидродинамический каротаж – опробование пластов приборами на кабеле) и расширенного комплекса ГИС, а также переиспытание скважин на старте проектов.

3. При прогнозных расчетах показателей разработки необходимо учитывать негативное влияние на разработку нефтяной оторочки вовлечения в добычу газа газовых шапок. Для этого рекомендуется построение единой полномасштабной гидродинамической модели газовой и нефтяной залежей.

4. Для дальнейшего вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов нефтяных оторочек необходимо продолжать поиск оптимальных технологических решений. С точки зрения технологической стратегии можно выделить подбор наиболее подходящих конструкций заканчивания скважин, необходимость расширения компетенций в области создания интегрированных моделей месторождений, а также применения различных систем поддержания пластового давления и методов увеличения нефтеотдачи, которые могут защитить от прорывов газа.

5. Уникальный опыт проектирования и управления разработкой нефтяных оторочек может успешно тиражироваться на подобных месторождениях.

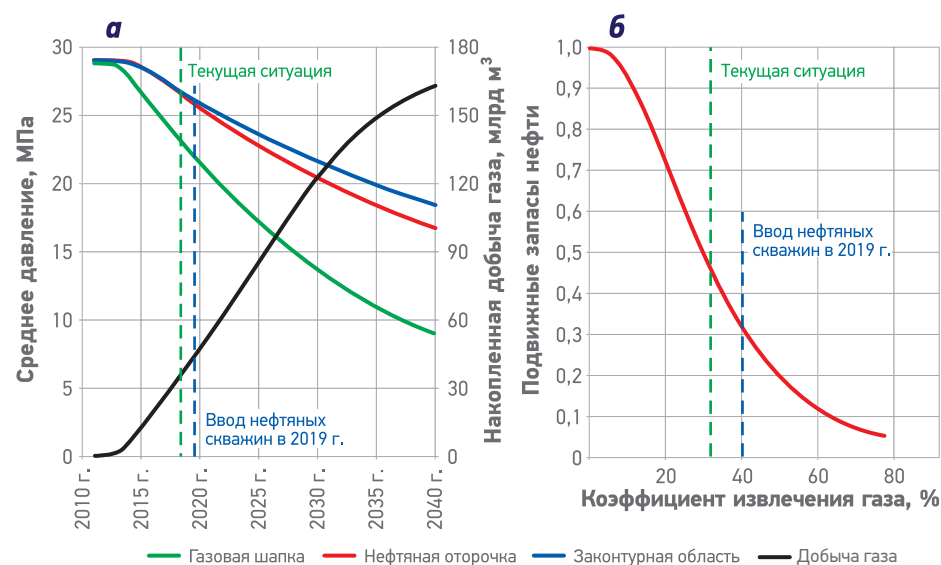


Рис. 6. Влияние отборов газа на выработку запасов нефтяной оторочки (расчет на гидродинамической модели)

Список литературы

1. Алексеев А. Скрытый ресурс // Сибирская нефть. – 2017. – № 140. – С. 50-55.
2. Белозеров Б.В., Коваленко И.В., Ниткалиев И.М. Стратегия учета латеральной неоднородности пласта ПКЗ при сопровождении бурения горизонтальных скважин на Восточно-Мессояхском месторождении // PRONEFT. – 2018. – № 1. – С. 16-19.
3. Ювелирный гидроразрыв: увеличение стадийности при снижении размеров тещин в подгазовых нефтяных пластах Новопортовского месторождения / Е. Казakov, С. Верещагин, А. Кичигин // SPE 187680-RU. – 2017.
4. Особенности петрофизического обеспечения интерпретации ГИС в разрезе терригенных пород с цеолитосодержащими песчаниками Тазовского района Западной Сибири / Ш.В. Мухидинов, Е.О. Беляков, Е.А. Жуковская, С.В. Ибрагимова // Геофизика. – 2018. – № 4. – С. 51-56.
5. Опыт бурения многозабойных горизонтальных скважин для разработки нефтяных оторочек на примере Новопортовского месторождения / Д.А. Сугаипов, И.Ф. Рустамов, О.С. Ушмаев, Ф.А. Бурнов // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 12. – С. 35-36.

Reference

1. Alekseev A., *Hidden resource* (In Russ.), *Sibirskaya neft'*, 2017, V. 140, pp. 50-55.
2. Belozеров B.V., Kovalenko I.V., Nitkaliev I.M., *The strategy of taking into account the lateral heterogeneity of the PK13 reservoir during geological support of horizontal wells drilling at the Vostochno-Messoyakhskoye field* (In Russ.), *PRONEFT*, 2018, no. 1, pp. 16-19.
3. Kazakov E., Vereshchagin S., Kichigin A. et al., *Precise fracturing: Increasing number of stages and reducing treatments size in oil rims of Novoportovskoye oil field* (In Russ.), *SPE 187680-RU*, 2017.
4. Mukhidinov Sh.V., Belyakov E.O., Zhukovskaya E.A., Ibragimova S.V., *Feature approach of petrophysical support log data interpretation for zeolite-containing clastic rock of Western Siberia* (In Russ.), *Geofizika = Russian Geophysics*, 2018, no. 4, pp. 51-56.
5. Sugaipov D.A., Rustamov I.F., Ushmaev O.S. et al., *Results of multilateral drilling on Novoportovskoye field* (In Russ.), *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2017, no. 12, pp. 35-36.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНГИБИТОРОВ ГИДРАТО- ОБРАЗОВАНИЯ ИЗОТЕРМИЧЕСКИМ МЕТОДОМ

EVALUATION OF THE EFFECTIVENESS OF HYDRATE-FORMATION INHIBITORS
BY THE ISOTHERMAL METHOD

А.М. Кунакова, Ф.Г. Усманова

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Ю.С. Ворожцова

Университет ИТМО

А.Д. Гоголева

Уфимский гос. нефтяной технический университет

Электронные адреса: Usmanova.FG@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: газовые гидраты, ингибиторы гидратообразования, метанол, изотермический метод, автоклав, восточный участок Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ)

A.M. Kunakova, F.G. Usmanova

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg,

Yu.S. Vorozhtsova

ITMO University, Saint Petersburg

A.D. Gogoleva

Ufa State Petroleum Technological University, Ufa

This paper is devoted to the research of inhibitors of gas hydrate formation by the isothermal method in the laboratory in order to evaluate their effectiveness and select the most effective ones for conducting field tests under the conditions of the Eastern section of the Orenburg oil and gas condensate field (ESOOGCF). Within the research, 12 reagents from different manufacturers were tested. Evaluation of the effectiveness of inhibitors was carried out by the isothermal method under conditions that simulating production. As a result of testing, the most effective inhibitors and their dosages that minimize the temperature of the onset of hydrate formation were determined. Recommendations were given to field tests of inhibitors at the ESOOGCF. According to the results of field testing of reagent №3, it was found that the use of the test reagent as an inhibitor of gas hydrate formation is economically advantageous in the case of equal technical indicators of the base (methanol) and test inhibitors.

Keywords: gas hydrates, inhibitors of gas hydrate formation, methanol, the isothermal method, autoclave, the Eastern section of the Orenburg oil and gas condensate field

DOI: 10.24887/2587-7399-2019-1-18-21

ВВЕДЕНИЕ

Образование гидратов является одной из проблем, возникающих в процессах добычи и транспортировки углеводородов. В составе гидратов присутствуют гидратообразующие газы (газообразные алканы, сероводород, углекислый газ). В условиях сочетания низких температур и высоких давлений, а также при наличии воды в жидкой или парообразной форме эти газы могут образовывать кристаллы гидратов. Агломераты кристаллов способны закупоривать трубопроводы в промышленных системах добычи и транспортировки углеводородов. В процессе эксплуатации восточного участка Оренбургского нефтегазокон-

денсатного месторождения (НГКМ) создаются благоприятные условия для образования гидратов. При проведении оценки на восточном участке Оренбургского НГКМ выявлены высокие риски осложнения гидратными образованиями НКТ, запорно-регулирующих устройств фонтанных арматур, сборных коллекторов и систем подачи газлифтного газа в ходе эксплуатации газлифтных скважин [1]. Химические методы борьбы с гидратными образованиями основаны на использовании ингибиторов, действие которых направлено на изменение структурных параметров воды и равновесных условий гидратообразования. Примером могут служить термодинамические ингибиторы, повы-

шающие температуру начала образования гидратов и сужающие области их существования. В настоящее время на Оренбургском НГКМ широко применяется термодинамический ингибитор – метанол, который непрерывно подается в донорные, добывающие газлифтные скважины и на установки подготовки газа. Кроме того, в настоящее время оптимальные дозировки ингибиторов гидратообразования определяются в ходе опытно-промышленных испытаний, что также обуславливает высокие экономические затраты и технологические риски. Для каждого отдельного объекта требуется индивидуальный подбор ингибиторов, наиболее эффективных в конкретных условиях. В данной работе предлагается оценка эффективности ингибиторов термодинамического действия в лабораторных и промысловых условиях для предупреждения образования газогидратов в промысловых системах Оренбургского НГКМ.

ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ИНГИБИТОРОВ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОГО ДЕЙСТВИЯ

Исследование проводилось для 12 ингибиторов гидратообразования различных производителей (АО «Опытный завод Нефтехим», ООО «МАСТЕР КЕМИКАЛЗ», ООО «Когалымский завод химреагентов», АО «Неохи́мпродукт», ООО «НПО АКВАТЕК», ООО «НПП СПЕЦАВИА», ЗАО «Петрохим», ОАО «Котласский химический завод», ООО «НОВАХИМ»). Реагенты были защищены под номерами 1 – 12. Оценка эффективности этих реагентов была проведена на изотермическим методом, заключающемся в наблюдении за изменениями в системе и началом образования гидратов при постоянной температуре в присутствии ингибитора определенной концентрации в попутно добываемой воде. С помощью данного метода определялась дозировка реагента, при которой в заданных условиях образование газогидратов предотвращалось не позднее, чем через 12 ч. Исследование проводилось на автоклавной установке с моделированием условий, близких к промысловым. Минимальная температура газового потока в линии активного газа в соответствии с промысловыми данными составляла 5 °С, примерное время нахождения газа в нефтепромысловой системе – не более 12 ч, давление варьировалось от 4,9 до 8,6 МПа. Ранее авторами была построена кривая гидратообразования для иссле-

дуемого объекта в термостатируемом автоклаве с моделированием среды вода/газ с учетом составов воды и газа восточного участка Оренбургского месторождения [2]. Кроме того, для этого объекта ранее были проведены оценка и подбор оптимальных дозировок реагентов кинетического действия [3], обеспечивающих высокую эффективность. Однако данные реагенты характеризуются высокой ценой и имеют некоторые особенности, ограничивающие их применение в определенных условиях, например, при сильном охлаждении (перепад температур более 8-10 °С), так как не растворяются уже образовавшиеся гидраты. В связи с этим поиск альтернативных универсальных доступных ингибиторов гидратообразования является актуальной задачей для условий восточного участка Оренбургского НГКМ.

ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ИНГИБИТОРОВ ПОЗВОЛИЛИ ВЫДЕЛИТЬ НАИБОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНЫЕ РЕАГЕНТЫ, МАКСИМАЛЬНО СНИЖАЮЩИЕ ТЕМПЕРАТУРУ НАЧАЛА ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТОВ. ОПРЕДЕЛЕНА ОПТИМАЛЬНЫЕ ДОЗИРОВКИ РЕАГЕНТОВ И ДАНЫ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫМ ИСПЫТАНИЯМ (ОПИ) ИНГИБИТОРОВ НА ВОСТОЧНОМ УЧАСТКЕ ОРЕНБУРГСКОГО НГКМ

В процессе работ использовался автоклав ГНА350 с термостатируемой установкой для фиксации температуры и манометром для измерения давления. Стенки рабочей зоны автоклава выполнены из прозрачного сапфирового стекла, благодаря чему можно было наблюдать за изменением фазового состава жидкости внутри ячейки с помощью встроенной видеокамеры и фиксировать изменения в определенные промежутки времени. В ходе испытания в рабочую зону автоклава заливали 30 мл модельной воды и раствора ингибитора, далее начинали их перемешивание с частотой 600 мин⁻¹. С помощью криостата устанавливали температуру и осуществляли термостатирование. Модельный газ подавали в рабочую зону и устанавливали требуемое давление с помощью газовой панели. Эксперимент длился 12 ч. Испытания проводили в среде вода/газ при температуре в автоклаве 2 °С и начальном давлении 8,0 МПа при концентрациях ингибиторов 15 и 20 %. Эффективность ре-

агентов оценивалась визуально по способности предотвращать образование гидратов в течение заданного времени, а также по перепаду давления в системе. Результаты испытаний ингибиторов гидратообразования термодинамического действия при концентрациях 20 и 15 % (200 и 150 мл/л), приведены в **табл. 1**. Лабораторные исследования ингибиторов позволили выделить наиболее эффективные реагенты, максимально снижающие температуру начала образования гидратов. Определены оптимальные дозировки реагентов и даны рекомендации по опытно-промышленным испытаниям (ОПИ) ингибиторов на восточном участке Оренбургского НГКМ. Для образцов № 1, 3, 8, 9, 11 и 12 начальная объемная концентрация реагента в попутно добываемой воде составляет 15 %; для образцов № 2, 4, 5, 6, 7, 10 – 20 %.

Таблица 1

Номер реагента	Концентрация ингибитора в попутно добываемой воде, %	Результат
Без применения ингибитора (система газ – вода)	–	–
1	–	+
	–	+
2	15	–
	20	+
3	15	+
	20	+
4	15	–
	20	+
5	15	–
	20	+
6	15	–
	20	+
7	15	–
	20	+
8	15	+
	20	+
9	15	+
	20	+
10	15	–
	20	+
11	15	+
	20	+
12	15	+
	20	+

Примечание. «+» – положительный тест, отсутствие гидрата; «–» – отрицательный тест, наличие гидрата.

ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ИНГИБИТОРОВ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОГО ДЕЙСТВИЯ

Всем производителям, чьи реагенты успешно прошли лабораторные испытания, было предложено участие в ОПИ. Одними из первых откликнулись производители реагента № 3, после чего была составлена и согласована программа ОПИ, в соответствии с которой в ходе испытаний необходимо было установить оптимальные удельные нормы расхода испытываемого реагента и оптимальный технологический режим, обеспечивающий необходимый технологический эффект. Кроме того, в результате ОПИ предполагались подтверждение принципиальной возможности применения растворителя гидратообразований и оценка его эффективности по сравнению с базовым реагентом метанолом. В качестве объекта, осложненного образованием газогидратов, для проведения ОПИ была выбрана газовая скважина-донор, в которой для борьбы с гидрогидратами в настоящее время применяется постоянная закачка метанола на линию активного газа. ОПИ выполнялись в период с 15 марта по 13 апреля 2018 г. Минимальная температура, зафиксированная при проведении ОПИ, составила -16,6 °С. Рабочее линейное давление, затрубное давление, внутрисменный простой (ВСП), обусловленный гидратообразованием, были определены в качестве параметров для оценки эффективности испытываемого растворителя гидратообразований. До начала ОПИ определили ВСП: резкое увеличение давления вследствие образования гидратов без закачки метанола произошло через 13 ч. Испытания начинали с базовой дозировки реагента 500 л/сут, равной дозировке метанола, и при сохранении положительного эффекта в течение 2-3 сут снижали ее на 20 % относительно предыдущего значения с положительным результатом до подбора оптимальной дозировки. В процессе эксперимента достигли снижения дозировки до 131 л/сут. Однако при этом значении произошло резкое увеличение давления из-за образования гидратов. В связи с этим было принято решение о возврате на предыдущую дозировку, равную 164 л/сут. Таким образом, была определена минимальная эффективная дозировка реагента – 164 л/сут. Фактические данные по расходу

Таблица 2

День ОПИ	Расход ингибитора, л/сут		Примечание	Расход газа, тыс. м³/сут
	План	Факт		
1	500	197	Запуск скважины 14:15 15.03.2018	
2	500	500	Гидратов нет	
3	500	500	Гидратов нет	
4	400	400	Уменьшение расхода	
5	400	400	Гидратов нет	
6	400	400	Гидратов нет	286,6
7	320	400	Уменьшение расхода	
8	320	320	Гидратов нет	
9	320	320	Гидратов нет	
10	256	256	Уменьшение расхода	
11	256	256	Гидратов нет	
12	256	256	Гидратов нет	
13	205	205	Уменьшение расхода	
14	205	163	Отключение электроэнергии с 10:00 до 14:00 ч	
15	205	205	Уменьшение расхода	
16	164	164	Гидратов нет	
17	164	164	Гидратов нет	279,2
18	164	164	Гидратов нет	
19	131	131	Уменьшение расхода	
20	131	131	Гидратов нет	
21	131	132	Образование гидрата Ф/А, проведение МО. Увеличение расхода до 164 л/сут	
22	105	164	Гидратов нет	
23	105	164	Гидратов нет	
24	105	164	Гидратов нет	
25	84	164	Гидратов нет	
26	84	164	Гидратов нет	
27	84	164	Гидратов нет	275,3
28	67	164	Гидратов нет	
29	67	138	Остановка БДРХ на техобслуживание. Запуск БДРХ в работу	
30	67		Окончание ОПИ. Начало подачи метанола	

Примечание. Ф/А – фонтанная арматура; МО – метанольная обработка; БДРХ – блок дозирования химических реагентов.

Список литературы

1. Развитие газлифтного способа добычи нефти на восточном участке Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения / В.В. Ульянов, А.Е. Нучурин, Е.А. Кибирев [и др.] // ПРОНЕФТЬ. – 2018. – № 4. – С. 36-38.
2. Рзаметов К.С., Усманова Ф.Г. Влияние состава пластовой воды на образование газогидратов. Практические аспекты нефтепромысловой химии. Сборник тезисов докладов VII Международной научно-промысловой конференции. – Уфа: БашНИПИнефть, 2017. – С. 153-156.
3. Оценка эффективности ингибиторов гидратообразования политермическим методом / Р.Р. Кайбышев, К.С. Рзаметов, Ф.Г. Усманова [и др.] // Химия и технология топлив и масел. – 2017. – № 6. – С. 49-52.

Reference

1. Rzametov K.S., Usmanova F.G. Vliyanie sostava plastovoy vody na obrazovanie gazogidratov (Effect of formation water composition on the formation of gas hydrates), Collected papers "Prakticheskie aspekty neftepromyslovoy khimii" (Practical aspects of oilfield chemistry), Proceedings of VII International scientific conference, Ufa, Publ. of BashNIPIneft', 2017, pp. 153-156.
2. Kaybyshev R.R., Rzametov K.S., Usmanova F.G., Anikushin B.M., Gushchina Yu.F., Semenov A.P., Evaluation of effectiveness of hydrate formation inhibitors by polythermal method (In Russ.), Khimiya i tekhnologiya topliv i masel = Chemistry and Technology of Fuels and Oils, 2017, no. 6, pp. 49-52.

реагента на основании полученных результатов во время ОПИ представлены в **табл. 2**. Проведенная экспертиза установила, что исследуемый реагент по техническим показателям не уступает метанолу, а по экономическим показателям согласно предварительным расчетам превосходит его. Однако при тиражировании реагента необходимо проводить расчет его расхода и оценивать экономическую целесообразность применения на каждом конкретном объекте. Результаты ОПИ признаны успешными, реагент рекомендован к промышленному использованию.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполненной работы лабораторным методом был определен ряд эффективных реагентов – ингибиторов гидратообразования для условий восточного участка Оренбургского НГКМ, что позволит минимизировать технологические риски при проведении ОПИ реагентов. В процессе ОПИ реагента № 3 удалось не только подобрать оптимальную дозировку, но и установить, что при равных технических показателях с базовым реагентом метанолом, применение исследуемого реагента в качестве ингибитора гидратообразования экономически выгодно. В настоящее время ОПИ проходят другие рекомендованные реагенты.

ВЛИЯНИЕ КАЧЕСТВА ГЛУБИННЫХ ПРОБ НА РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ФАЗОВОГО ПОВЕДЕНИЯ ПАРАФИНОВ И АСФАЛЬТЕНОВ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ

INFLUENCE OF THE QUALITY OF DOWNHOLE SAMPLES ON THE RESULTS OF FLOW ASSURANCE LABORATORY STUDIES OF RESERVOIR OIL

С.А. Федоровский, А.А. Лобанов, И.О. Промзелев
Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»),
В.А. Коваленко, Г.Д. Сергеев
Северный (Арктический) федеральный университет имени М.В. Ломоносова

Электронные адреса: Fedorovskiy.SA@gazpromneft-ntc.ru, lobanov.AA@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: глубинные пробы, пластовый флюид, стандартный PVT-анализ, обеспечение потока, парафины, смолы, асфальтены

S.A. Fedorovskiy, A.A. Lobanov, I.O. Promzelev Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg,
V.A. Kovalenko, G.D. Sergeev Northern (Arctic) Federal University named after M.V. Lomonosov

The paper illustrates the influence of the quality of downhole samples on the results of studies of the phase behavior of paraffins and asphaltenes in reservoir oil. The results of studies of a conditionally representative sample of reservoir oil and deep samples taken under multiphase flow conditions (with different volumes of free gas, formation water and solid phase of asphaltenes, resins and paraffins in the sampler) were compared. For each sample, a set of PVT studies was carried out according to all required standards – PVT test, flash separation, determination of viscosity and density. Phase behavior of paraffins and asphaltenes was studied by methods of acoustic resonance (registration of the moment of phase transition), high pressure microscopy (determination of the number and geometric dimensions of solid phase particles), gravimetric and filtration methods (determination of the group composition of the solid phase). To prepare samples of oil with free gas in the chambers, a procedure was carried out to release free gas to the current bubble-point pressure. The results of the analysis revealed that the procedure of free gas release has little effect on the PVT-characteristics of reservoir fluid samples. However, it is not possible to study the phase behavior of paraffins and asphaltenes, since the deviation of different parameters reaches 70% (the content of asphaltenes, resins and paraffins; paraffin saturation temperature; asphaltene saturation pressure, etc.). As a result, the sample of fluids with multiphase flow conditions, if it is impossible to use other methods, may be acceptable for a standard PVT-analysis. But, it is not possible to study the phase behavior of paraffins and asphaltenes for such samples, since these studies are highly dependent on the quality of sampling.

Keywords: downhole samples, reservoir fluid, routine PVT, Flow Assurance, waxes, resins, asphaltenes

DOI: 10.24887/2587-7399-2019-1-22-28

ВВЕДЕНИЕ

Образование твердой фазы парафинов и асфальтенов создает риск проявления многочисленных эффектов, негативно влияющих на достижение проектных технико-экономических показателей разработки нефтяного месторождения. Образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на поверхности оборудования и горных породах, стабилизация водонефтяных эмульсий, проявление пластовым флюидом не-newтоновских свойств и изменение смачиваемости породы-коллектора могут сократить межремонтный период работы скважинного оборудования, ухудшить гидродинамическую связь в системе пласт – скважина, снизить приемистость нагнетательных скважин, при-

вести к быстрому прорыву вод в добывающие скважины, увеличить потери энергии при движении флюида и многим другим осложнениям. Изучение фазового поведения парафинов и асфальтенов в нефтепромысловой практике является предметом отдельной научной дисциплины под названием «Обеспечение потока» (Flow Assurance). Согласно работе [1] этот термин был введен в 1995 г. компанией Petrobras, а в 2003 г. J. Brill (Университет Талсы, США) поставил вопрос об утверждении этой научной дисциплины. В современном понимании «Обеспечение потока» представляет собой комплексный процесс, направленный на борьбу с осложнениями, возникающими при движении добываемого флюида от пласта до места переработки. Основными задачами

«Обеспечения потока» является борьба с образованием твердых органических (асфальтенов, парафинов, гидратов) и неорганических (солей, песчаных пробок) отложений, эмульсообразованием, коррозионными и эрозийными процессами, осложнениями, обусловленными течением многофазных потоков. Согласно опросу 110 энергетических компаний, проведенному Welling and Associates в 1999 г., «Обеспечение потока» признано одним из наиболее серьезных технологических рисков при морской добыче нефти. Стратегия эффективного «Обеспечения потока» базируется на концепции предотвращения и минимизации осложнений при движении пластового флюида. Основной информацией для формирования этой стратегии, инженерных и экономических анализов в области образования отложений парафинов и асфальтенов являются результаты лабораторных исследований глубинных проб флюида. Данные исследования выполняются по четырем направлениям, включающим определение термобарических условий фазового перехода (температуры насыщения нефти парафином и давления насыщения нефти асфальтеном), группового и компонентного составов твердой фазы, количества и размеров частиц твердой фазы; изучение процесса образования отложений. Результаты этих исследований позволяют построить композиционную модель флюида, гидродинамическую модель образования отложений и выбрать оптимальный химический реагент для воздействия на пластовую систему с целью борьбы с АСПО. Специфика фазового поведения парафинов и асфальтенов, стоимость, значимость и актуальность этих исследований предъявляют особые требования к их проведению и качеству исследуемых проб, что рассмотрено в данной работе.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

В качестве объекта исследования было выбрано нефтяное месторождение Восточной Сибири. Сведения о пласте и скважине представлены ниже.
Пласт.....В₁₃
Интервал перфорации, м.....1627,5 – 1648,0
Пластовое давление, МПа.....15,504
Пластовая температура, °С.....17,1
Способ эксплуатации скважины Фонтанный
Пласт В₁₃ отличается достаточно низкой геолого-геофизической изученностью, поскольку месторождение находится на стадии изучения. Гидродинамические исследования (ГДИ) выполнены в единичных скважинах и характеризуются как оценочные. Например, по исследуемой скважине данные ГДИС, проведенных в 2012 г. после расконсервации, не были приняты геологическими службами для усреднения параметров вследствие нестабильности ее работы и отсутствия промыслово-геофизических исследований по оценке работающей толщины пласта, профилю и составу притока. При этом по оценочным геолого-геофизическим характеристикам объект можно отнести к категории сложных. Наиболее важными осложняющими факторами являются:
– низкая пластовая температура (около 17 °С);
– условно предельно насыщенное состояние нефти в пласте (давление насыщения нефти газом близко к пластовому);
– относительно низкие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пласта по данным Государственного баланса запасов РФ (средняя пористость составляет около 7 %, проницаемость – 0,0045 мкм²);
– смешанный характер смачиваемости коллектора (присутствуют гидрофильные, гидрофобные прослойки, а также породы промежуточной

Таблица 1

Давление насыщения, МПа	Газо-содержание, м ³ /м ³	Объемный коэффициент	Плотность, кг/м ³	Массовое содержание, %		
				парафинов	смол	асфальтенов
пластовой нефти*			дегазированной нефти			
Глубинная проба						
13,2	98,63	1,222	860,1	1,96	7,22	0,28
13,0	93,42	1,211	859,7			
13,1	95,52	1,216	859,7			
13,4	98,97	1,211	861,5			
13,1	91,74	1,210	859,9			
12,6	87,78	1,195	859,8			
Устьевая проба						
-	-	-	853,1	1,88	6,86	0,26

* Экспериментальные данные по однократному разгазированию.

Таблица 2

Показатели	Номер пробы			
	1	2	3	4
Модель / тип пробоотборника	ВПП-300 / всасывающий поршневой	ПГПР / проточный	ПГПР / проточный	ПГПР / проточный
Давление, МПа: отбора	14,6	14,6	14,6	14,6
в камере при температуре проверки	14,3	14,1	13,2	23,0
насыщения нефти газом в камере при температуре проверки	29,6	23,4	13,4	10,1
Температура, °С: отбора	16,98	16,98	16,98	16,98
проверки	22,0	22,0	22,0	22,0
Объем, см ³ : газовых шапок проб в атмосферных условиях	25031	9988	-	-
воды в камере	-	-	-	132,5
Наличие АСПО в камере	-	Черные вязкие блестящие и коричневые мелкозернистые	-	-

смачиваемости). Впервые отбор проб пластового флюида был осуществлен в 2013 г. Основные свойства пластовой нефти на 2013 г. представлены в **табл. 1**. В 2017 г. были повторно отобраны четыре глубинные пробы пластового флюида. Результаты оценки их качества приведены в **табл. 2**. Для выполнения стандартного PVT-анализа и исследований фазового поведения парафинов и асфальтенов были выбраны пробы 1-3. Проба 4 была дегазирована, стабильная нефть, полученная в результате дегазации, использовалась для определения физико-химических характеристик. Стандартный PVT-анализ проб проводился согласно ОСТ 153-39.2-048-2003 и М-01.01.03.04-02 «Лабораторные исследования проб пластовых флюидов» на установке PVT 3000-L производства компании Chandler Engineering (США). Подробное описание установки представлено в работе [2]. Были выполнены: 1) выпуск свободного газа до достижения текущего давления насыщения нефти газом по пробам 1 и 2, текущее давление насыщения принято по пробе 3 как условно представительной, поскольку давление насыщения нефти газом в пластовых условиях по ней не превышает давления отбора и хорошо согласуется с данными по исследованиям пластового флюида от 2013 г.); 2) исследование PVT-соотношений при температурах пластовой и 40 °С; 3) однократная сепарация при пластовой температуре; 4) определение вязкости и плотности при пластовой температуре при давлении от 30 МПа до давления насыщения нефти газом. По сепарированной нефти однократной сепарации проб 1-3 и дегазированной нефти пробы 4 проведено определение массового содержания и температуры плавления парафинов со-

гласно ГОСТ 11851-85, содержания смол и асфальтенов согласно ОСТ153-39.2-048-2003 (приложение И). Фазовое поведение парафинов и асфальтенов исследовалось на установках PVT 3000-L и AWAI-1000 производства компании Sanchez Technologies (Франция). Подробное описание установки AWAI 1000 и методик выполнения исследований представлено в работах [3–5]. Регистрация температуры насыщения нефти парафином и давления насыщения нефти асфальтеном осуществлялась ультразвуковым методом, который заключается в измерении мощности ультразвукового излучения, прошедшего через пробу флюида. В соответствующей ячейке установки PVT 3000-L были размещены источник ультразвукового излучения и датчик, измеряющий мощность и время прохождения ультразвукового сигнала через пробу. При фазовых переходах в нефти появляются твердые частицы, поглощающие ультразвуковой сигнал, что выражается в резком снижении мощности и увеличении времени прохождения сигнала. Термобарические условия, при которых зафиксированы данные изменения, являются условиями фазовых переходов. Количество и размеры частиц твердой фазы определялись визуальным методом, который заключается в анализе серии снимков пробы флюида, полученных под микроскопом высокого давления установки AWAI 1000. Снимки анализируются с применением программного обеспечения ELLIX, которое фиксирует наличие твердой фазы в поле снимка по пороговым значениям параметров света (цвет, насыщенность и др.) в рассматриваемой области. Групповой состав твердой фазы асфальтенов оценивался гравиметрическим и фильтрационным методами. Гравиметрический метод заключается в последовательном проведении ряда однократных сепараций флюида в вертикально ориентиро-

ванной PVT-ячейке при давлениях, выше и ниже давления насыщения нефти асфальтеном [6]. После выпадения асфальтены начинают оседать на дно PVT-ячейки, соответственно содержание их в верхней и нижней частях PVT-ячейки будет различным. Проводя однократную сепарацию при различных давлениях, можно оценить разницу между первоначальным содержанием асфальтенов и их содержанием на ступени давления. Ключевым параметром качественного проведения гравиметрического анализа является время отстаивания пробы на ступени давления. Согласно рекомендациям K.S. Pederson [7] оптимальное время составляет 24 ч на одну точку анализа. Фильтрационный метод позволяет определить количество и групповой состав твердой фазы, взвешенной в потоке флюида. Метод заключается в последовательной сепарации пробы флюида, отфильтрованной при разных термобарических условиях через фильтр высокого давления. Фильтрующий элемент представляет собой металлический диск с размером пор 1-2 мкм, уплотненный фильтровальной бумагой «Синяя лента». По количеству фильтрованной нефти определяется содержание асфальтенов, смол и парафинов.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

Компонентный состав исследуемых проб представлен в **табл. 3**, основные результаты стандартного PVT-анализа – в **табл. 4**. По результатам стандартного PVT-анализа установлено значительное отклонение коэффициентов сжимаемости нефти по пробам 1 и 2 относительно пробы 3. Расхождение остальных пара-

Таблица 3

Компонент	Массовая доля /мольная доля в пробе		
	1	2	3
Водород	0,001/0,058	0,001/0,087	0,001/0,069
Азот + редкие	0,169/0,749	0,213/0,957	0,234/1,037
Гелий	0,000/0,004	0,000/0,006	0,000/0,005
Метан	5,451/42,152	5,115/40,154	5,256/40,687
Этан	2,308/9,522	2,354/9,859	2,267/9,362
Пропан	1,894/5,329	2,141/6,115	1,973/5,556
Изобутан	0,426/0,909	0,523/1,134	0,451/0,965
н-Бутан	1,244/2,655	1,549/3,356	1,302/2,782
Изопентан	0,608/1,045	0,823/1,437	0,631/1,087
н-Пентан	0,954/1,641	1,275/2,225	1,011/1,740
C ₆	1,656/2,446	2,313/3,467	1,710/2,528
C ₇	1,955/2,526	2,713/3,560	1,984/2,567
C ₈	2,123/2,461	2,823/3,323	2,077/2,410
C ₉	81,211/28,503	78,157/24,32	81,103/29,205
Сумма	100,000/100,000	100,000/100,000	100,000/100,000
Молярная масса, г/моль	124,11	124,21	125,97

метров не превышает установленных допусков при исследовании дублирующих проб и достаточно хорошо соотносится с результатами исследований глубинных проб в 2013 г. Экспериментальная фазовая диаграмма проб приведена на **рис. 1**. Точки температуры насыщения нефти парафином при давлении насыщения нефти газом определены линейной экстраполяцией замеренных значений. Основные результаты исследований фазового поведения парафинов и асфальтенов представлены в **табл. 5**.

Таблица 4

Параметры	Условно представительная проба 3	Значение / Расхождение с принятым значением, %, по пробе		Допустимое расхождение ^{***} , %
		1	2	
Давление насыщения [*] , МПа	13,98	14,026 / 0,33	14,098 / 0,84	1,00
Коэффициент сжимаемости ^{**} , 1/10 ⁻⁴ МПа ⁻¹	10,78	13,51 / 22,48	11,63 / 7,59	6,00
Газосодержание при однократной сепарации [*] , м ³ /м ³ (м ³ /т)	100,89 (117,35)	102,21 / 1,30 (118,93 / 1,34)	99,99 / 0,90 (116,78 / 0,49)	2,00 (2,00)
Объемный коэффициент пластовой нефти [*] при пластовом давлении и однократной сепарации	1,236	1,234 / 0,16	1,226 / 0,81	2,00
Плотность, кг/м ³ : пластовой нефти при пластовом давлении [*]	783,7	782,6 / 0,14	782,9 / 0,10	1,00
дегазированной нефти однократной сепарации	859,7	859,4	856,2	
Вязкость при пластовом давлении [*] , мПа·с	3,013	2,819 / 6,65	2,852 / 5,49	10,00
Расчетная плотность газа при однократной сепарации, кг/м ³	1,08	1,04 / 3,77	1,04 / 3,77	4,00

^{*} Значения при пластовой температуре.
^{**} Среднее значение в интервале от пластового давления до давления насыщения при пластовой температуре.
^{***} Согласно приложению Г ОСТ 153-39.2-048-2003.

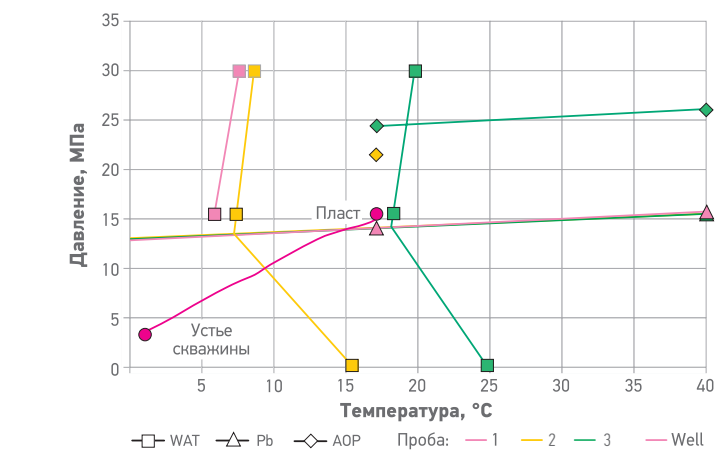


Рис. 1. Экспериментальная фазовая диаграмма проб:
WAT – температура насыщения нефти парафином; Pb – давление насыщения нефти газом; AOP – давление насыщения нефти асфальтеном; Well – термобарометрия по стволу скважины

Как видно из табл. 5, групповой состав исследованных проб существенно различается, что обусловило разницу экспериментально измеренных величин. Разница содержания парафинов в пробах составляет 44,64 – 52,38 %. Кроме того, существенно изменяется природа самих парафинов: проба 3 содержала тугоплавкие парафины (температура плавления 64 °C), парафины других проб представлены более легкоплавкими фракциями. Расхождение по температуре плавления выделенных парафинов составляет 10,94 – 15,63 %. Наличие в камере пробы 2 отложений объясняет тем, что пробы 1, 2 и 4 были отобраны в зоне выше интервала начала образования парафиновых отложений, в

Таблица 5

Параметры	Условно представительная проба 3	Значение / Расхождение с принятым значением, %, по пробе		
		1	2	4
Массовое содержание, %: парафинов	1,68	0,90 / 46,43	0,93 / 44,64	0,80 / 52,38
смола	21,61	21,43 / 0,83	21,75 / -0,65	21,6 / 0,05
асфальтенов	0,17	0,12 / 29,41	0,15 / 11,76	0,05 / 70,59
Температура плавления выделенных парафинов, °C	64,0	57,0 / 10,94	54,0 / 15,63	54,0 / 15,63
Температура насыщения нефти парафином, °C, при давлении, МПа:	30,0	19,80	7,6 / 61,62	8,6 / 56,57
	15,504	18,26	5,9 / 67,69	7,4 / 59,47
	0,101	24,8	Не измерялось	15,36 / 38,06
Давление насыщения нефти асфальтеном, МПа, при температуре, °C:	17,1	24,342	Отсутствие	21,460 / 1,84
	40,0	26,000	Отсутствие	Не измерялось
Количество выпавших асфальтенов, %: исходной нефти	0,06***	-	0,09** / -50,00	-
	35,30***	-	60,00** / -69,97	-

* В интервале давлений от давления насыщения нефти асфальтеном до давления 14,5 МПа.

** Определено фильтрационным методом.

*** Определено гравиметрическим методом.

которые переходят наиболее тугоплавкие фракции. Закономерным следствием таких количественных и качественных различий в парафинах проб является разница в температуре насыщения нефти парафином (при пластовом давлении расхождение от принятого значения составляет 59,47 и 67,69 %) и размере частиц парафиновой фазы. На рис. 2 представлены зависимости относительной площади (отношения суммарной площади всех частиц к площади снимка) и количества частиц от температуры, совмещенные с характерными снимками проб (масштаб снимков – 916×554 мкм). Из рис. 2 следует, что более тугоплавкие парафины пробы 4 склонны к образованию единичных крупных агрегатов, которые слипаются в потоке флюида, в то время как парафины проб 1 и 2 образуют большое количество мелких единичных частиц. Известно, что чем больше размеры частиц парафинов, тем более они способны образовывать отложения [8]. Это также подтверждает, что отбор проб 1 и 2 произошел в интервале выше начала образования парафиновых отложений. Содержание смол в пробах практически постоянно; максимальное расхождение составляет 0,83 %. Расхождение в содержании асфальтенов составляет 11,76 – 70,59 %. Известно, что асфальтены способны взаимодействовать с поверхностью капель воды [9]. Возможно, низкое содержание асфальтенов в пробе 1 обусловлено наличием воды в камере. По пробе 1 давле-

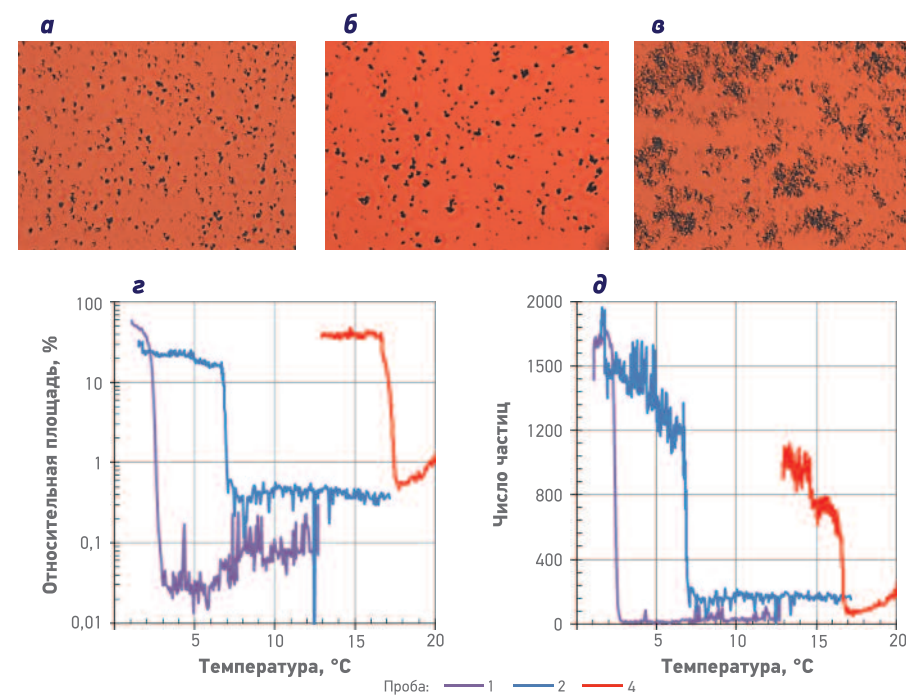


Рис. 2. Снимки пробы 1 (а), 2 (б), 4 (в) и зависимости относительной площади (г) и количества частиц (д) от температуры при пластовом давлении

ние насыщения нефти асфальтеном при пластовой температуре зафиксировано не было. Это может быть связано с наличием большого объема газовой шапки в камере и большим расхождением по количеству асфальтенов в пробе (расхождение по пробе 1 составляет 29,41 %). Замеренные давления насыщения нефти асфальтеном по пробам 4 и 2 различаются на 11,84 % (разница содержаний асфальтенов в этих пробах составляет 11,76 %) и в среднем на 8,9 МПа выше пластового давления, что представляет особый интерес. Известно, что предельное насыщение нефти парафином в пластовых условиях является пространственным явлением [10]. Относительно асфальтенов сведений о принципиальной возможности и случаях превышении давления насыщения нефти асфальтеном пластового давления в научно-технической литературе авторами не установлено. Для объяснения причин таких результатов необходимо рассмотреть механизмы фазовых переходов асфальтенов. Один из качественных подходов, объясняющих выпадение асфальтенов при снижении давления пластовой нефти, заключается в следующем. Асфальтены в пластовых флюидах находятся в мелкодисперсном коллоидном состоянии за счет бронирующих оболочек из смол. Асфальтены определяются как вещества, нерастворимые в n-алканах и растворимые в ароматических углеводородах, в то время как смолы растворимы в обоих соединениях. При снижении давления происходит неравномерное расширение фракций нефти: более легкие фракции (газообразные n-алканы) расширяются быстрее, чем тяжелые, что вызывает растворение в них

смола. При давлении насыщения нефти асфальтеном происходит нарушение объемного баланса фракций, при котором бронирующие оболочки смол растворяются полностью или частично, приводя к слипанию частичек асфальтенов и их переходу в отдельную фазу [11–13]. Особенностью фазовых переходов асфальтенов является ограниченная обратная растворимость. После выпадения асфальтенов при повышении давления до первоначального значения в растворенное состояние переходит лишь наиболее легкая их часть. Таким образом, изменяется баланс компонентов системы: содержание асфальтенов в нефти становится меньше относительно количества дестабилизирующих алканов и закономерное их выпадение при повторном снижении давления происходит при более высоком давлении. Это подтверждается экспериментально. Так, A. Hammami в работе [14] приводит следующие результаты исследований нефти Мексиканского залива. При изотермическом снижении давления было зафиксировано давление насыщения нефти асфальтеном, равное 55,7 МПа. После повышения давления до пластового и гомогенизации пробы давление насыщения нефти асфальтеном увеличилось на 7 МПа. Следовательно, если в камере пробоотборника с пробой нефти давление было снижено ниже пластового, то определение по результатам исследований выпадения асфальтенов теряет смысл. Для предотвращения выпадения асфальтенов в процессе отбора и транспортировки проб необходимо применять технологии однофазного отбора [15]. Массовое содержание асфальтенов, выпавших

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ НОВЫХ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ЮГО-ЗАПАДНОГО БЛОКА ВОСТОЧНОГО УЧАСТКА ОРЕНБУРГСКОГО НЕФТЕГАЗО- КОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

IMPROVING OF NEW WELLS DRILLING EFFICIENCY BASED ON THE SELECTION OF OPTIMAL
DRILLING PATTERN FOR THE SOUTH-WESTERN BLOCK OF ORENBURG OIL,
GAS AND CONDENSATE FIELD

Д.А. Сугаипов, к.т.н.,
ПАО «Газпром нефть»
А.А. Яковлев, д.ф.-м.н.,
И.М. Галыутдинов, к.э.н., **М.А. Монжерин**, **В.С. Девяткин**
Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Электронный адрес: galyautdinov.IM@gazpromneft-NTC.ru

Ключевые слова: система разработки, горизонтальная скважина (ГС), карбонатный коллектор, трещиноватость, эффективность бурения, экономическая эффективность, вариативная оценка, кислотный многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП)

D.A. Sugaipov (Gazprom Neft PJSC, RF, Saint-Petersburg)
A.A. Yakovlev, I.M. Galyautdinov, M.A. Monzherin, V.S. Devyatkin
Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

The article concerns the technique of selection of optimal drilling pattern on the example of Eastern block of Orenburg oil, gas and condensate field. The main reservoir engineering aspects for a field with a gas cap and reservoir with pores, vugs and fractures are reviewed. The drilling performance of Eastern block of Orenburg oil, gas and condensate field is thoroughly analyzed, the experience of drilling pattern optimization is described on the example of a south-western block with poor reservoir quality. The results of drilling of optimized 800-1000 m horizontal wells are reviewed.

Keywords: drilling pattern, horizontal well, fracture, drilling efficiency, economic efficiency, variable evaluation, multi-stage acid fracturing, carbonate reservoir

DOI: 10.24887/2587-7399-2019-1-29-33

ВВЕДЕНИЕ

Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) является крупнейшим в регионе по запасам нефти и газа. Месторождение приурочено к Оренбургскому валу, который находится в крайней северной наиболее высокой части Соль-Илецкого свода. Компания ООО «Газпромнефть-Оренбург» владеет лицензией на разработку восточного участка (нефтяная оторочка) Оренбургского ОНГКМ (рис. 1). Он занимает крайнюю восточную периклиналь месторождения и находится в 10–20 км к юго-востоку от г. Оренбурга. Ближайшими населенными пунктами являются пос. Ивановка, Благословенка.

КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ВОСТОЧНОГО УЧАСТКА

В пределах лицензионного участка основные запасы нефти (до 99 %) сосредоточены в карбонатных пластах Р₄ и Р₅ артинско-сакмарского яруса. Генезис отложений – прибрежно-морской (карбонатная платформа). Отложения характеризуются высокой расчлененностью (при расстоянии между скважинами 300 м). Разрез имеет сложную структуру, породы литологически неоднородны с наличием твердых битумов, вследствие чего флюидоразделы нефть – вода, газ – нефть варьируются по площади на разных гипсометрических отметках [1]. По результатам петрофизических исследований в отложениях артинского яруса преоблада-

в интервале давлений от давления насыщения нефти асфальтеном до 14,5 МПа при пластовой температуре, по пробе 3 составляет 0,06 % количества исходной нефти, что равно 35,3 % содержания всех асфальтенов, находящихся в нефти. Выпадение асфальтенов в пробе 2 более существенно, их массовая доля составляет 0,09 %, что на 60 % отличается от результатов пробы 3.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе проиллюстрировано, насколько результаты исследований фазового поведения парафинов и асфальтенов зависят от качества отобранных глубинных проб. Достаточно хорошая сходимос-ть РVT-свойств пластовой нефти по результатам исследований глубинных проб, отобранных в 2013 и 2017 гг., свидетельствует о том, что режим эксплуатации скважины и процедура выпуска свободного газа позволяют обеспечить качество проб, при-

годных для проведения стандартных РVT-исследований. Таким образом, отбор флюидов в условиях многофазного потока при невозможности применения других методов, может быть приемлемым для проведения стандартного РVT-анализа. Однако исследовать фазовое поведение парафинов и асфальтенов при этом не представляется возможным. Разница содержания асфальтенов, парафинов и смол как в пробах разных лет, так и в дублирующих пробах одного отбора свидетельствует о нестабильности этих компонентов в нефти исследуемого объекта и необходимости в первую очередь качественного отбора проб для исследований фазового поведения парафинов и асфальтенов. С точки зрения чувствительности к качеству пробы исследования по направлению «Обеспечение потока» являются одними из наиболее сложных и ответственных. Для масштабной реализации таких исследований необходимо пересмотреть отношение и подходы к отбору проб и обеспечению их качества.

Список литературы

1. Sloah D., Koh C., Sum A.K. Natural gas hydrates in flow assurance. – Gulf Professional Publishing, 2010. – 213 с.
2. Особенности взаимодействия сниженного углекислого газа с высоковязкой нефтью / А.А. Лобанов [и др.]. – Ч. I. Объемное и фазовое поведение смесей // Нефтепромысловое дело. – 2018. – Т. 4. – С. 24–30.
3. Золотухин А.Б., Лобанов А.А., Пустова Е.Ю. Исследования фазовых переходов асфальтенов в пластовых углеводородных флюидах // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 5. – С. 39–45.
4. Особенности взаимодействия сниженного углекислого газа с высоковязкой нефтью. Ч. IV. Седиментация сложных структурных единиц тяжелой фазы / А.А. Лобанов [и др.]. // Нефтепромысловое дело. 2018. – Т. 7. – С. 29–39.
5. Лобанов А.А., Пустова Е.Ю., Золотухин А.Б. Исследование фазового поведения парафинов в пластовых углеводородных флюидах // Вестник Северного (Арктического) федерального университета. Сер. Естественные науки. – 2016. – № 4. – С. 75–83.
6. Asphaltenes-problematic but rich in potential / K. Akbarzadeh [et al.] // Oilf. Rev. – 2007. – Т. 19. – № 2. – С. 22–43.
7. Pedersen K.S., Christensen P.L., Shaikh J.A. Phase behavior of petroleum reservoir fluids. – CRC Press, 2015. – 462 с.
8. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними. – М.: Недра, 1969. – 192 с.
9. Abdel-Raouf M.E.S. Crude Oil Emulsions: Composition Stability and Characterization. – InTech. – 2012. – 677 с.
10. Муллаев Б. Проектирование и оптимизация технологических процессов в добыче нефти. Т. 1. – М.: Мультимедийное издательство Стрельбицкого, 2016. – 533 с.
11. Ahmed T. Equations of state and PVT analysis. – Houston: Gulf Publishing Company, 2007. – 562 с.
12. Leontaritis K.J., Mansoori G.A. Asphaltene flocculation during oil production and processing: A thermodynamic colloidal model // SPE 16258-MS. – 1987.
13. Mullins O.C. Asphaltenes, heavy oils, and petroleomics. – Springer Science & Business Media, 2007. – 677 с.
14. Asphaltene Precipitation from Live Oils: An Experimental Investigation of Onset Conditions and Reversibility / A. Hammami A. [et al.] // Energy & Fuels. – 2000. – Т. 14. – № 1. – С. 14–18.
15. Jamaluddin A., Ross B., Hashem M. Single-phase Reservoir Sampling: Is it Nessesary or Luxury // 1999CSPG and Petroleum Society Joint Convention. Calgary, 1999.

References

1. Sloah D., Koh C., Sum A.K., *Natural gas hydrates in flow assurance*, Gulf Professional Publishing, Elsevier, 2010, 213 p.
2. Lobanov A.A. et al., *Peculiarities of interaction of liquefied carbon-dioxide gas with high-viscous oil. Part I. Mixtures volume and phase behavior* (In Russ.), Neftpromyslovoe delo, 2018, V. 4, pp. 24–30.
3. Zolotukhin A.B., Lobanov A.A., Pustova E.Yu., *Researches of asphaltenes phase transitions in reservoir hydrocarbon fluids* (In Russ.), Neftpromyslovoe delo, 2017, no. 5, pp. 39–45.
4. Lobanov A.A. et al., *Peculiarities of interaction of liquefied carbon dioxide gas with high-viscous oil. Part 3. Sedimentation of complex structural units of the system* (In Russ.), Neftpromyslovoe delo, 2018, V. 7, pp. 29–39.
5. Lobanov A.A., Pustova E.Yu., Zolotukhin A.B., *Wax phase behavior in reservoir hydrocarbon fluids* (In Russ.), Vestnik Severnogo (Arkticheskogo) federal'nogo universiteta. Seriya: Estestvennyye nauki, 2016, no. 4, pp. 75–83.
6. Akbarzadeh K. et al., *Asphaltenes – problematic but rich in potential*, Oilf. Rev., 2007, V. 19, no. 2, pp. 22–43.
7. Pedersen K.S., Christensen P.L., Shaikh J.A., *Phase behavior of petroleum reservoir fluids*, CRC Press, 2015, 462 p.
8. Tronov V.P., *Mekhanizm obrazovaniya smolo-parafinovykh otlozheniy i bor'ba s nimi* (Mechanism of formation of resin-paraffin deposits and its control), Moscow: Nedra Publ., 1970, 192 p.
9. Abdel-Raouf M.E.S., *Crude oil emulsions: Composition stability and characterization*, InTech, 2012, 677 p.
10. Mullaev B., *Proektirovanie i optimizatsiya tekhnologicheskikh protsessov v dobyche nefiti* (Design and optimization of technological processes in oil production), Part 1, Moscow: Mul'timediynoe izdatel'stvo Strel'bitskogo, 2016, 533 p.
11. Ahmed T., *Equations of state and PVT analysis*, Houston: Gulf Publishing Company, 2007, 562 p.
12. Leontaritis K.J., Mansoori G.A., *Asphaltene flocculation during oil production and processing: A thermodynamic colloidal model*, SPE 16258-MS, 1987.
13. Mullins O.C., *Asphaltenes, heavy oils, and petroleomics*, Springer Science & Business Media, 2007, 677 p.
14. Hammami A. et al., *Asphaltene precipitation from live oils: An experimental investigation of onset conditions and reversibility*, Energy & Fuels, 2000, V. 14, no. 1, pp. 14–18.
15. Jamaluddin A., Ross B., Hashem M., *Single-phase reservoir sampling: is it nessesary or luxury*, 1999CSPG and Petroleum Society Joint Convention, Calgary, 1999.



Рис. 1. Схема расположения залежей нефти Оренбургского НГКМ [1]

дает трещинно-поровый тип коллектора. Эффективная емкость коллектора определяется преимущественно пористостью матрицы, а его фильтрационные свойства обусловлены как проницаемостью матрицы, так и микро-трещиноватостью.

Основными геологическими осложнениями и неопределенностями на восточном участке Оренбургского месторождения являются [1]:

- низкая проницаемость (менее 1 мкм^2);
 - наличие трещин и разломов;
 - неравномерное распределение трещиноватости по площади;
 - высокая изменчивость фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по площади;
 - наличие массивной газовой шапки (в основной части залежи газонефтенасыщенные толщины достигают 30-50 м);
 - высокое содержание H_2S .
- Разработка пластов P_4 – P_5 ($P_{1\text{art}}$) на восточном участке Оренбургского НГКМ была начата в 1994 г. Высокие газовый фактор и содержание H_2S (до 6 %) в продукции нефтяных скважин определили основной способ эксплуатации – фонтанный с последующим переходом на газлифтный. Более 90 % скважин работают с обводненностью не выше 3 %. Незначительная

часть скважин (5 %), эксплуатируемых установками электроцентробежных насосов, приурочена к высокопродуктивным локальным зонам, которые характеризуются повышенной трещиноватостью и обводненностью добываемой продукции более 50 %.

СИСТЕМА РАЗРАБОТКИ ВОСТОЧНОГО УЧАСТКА

Разработка пластов санмарско-артинского яруса восточного участка ОНГКМ осуществляется с 1994 г. на основании «Технологической схемы опытно-промышленной разработки нефтяных оторочек восточной зоны Оренбургского НГКМ».

В отсутствие результатов исследования трещиноватости разработка залежи прежним недропользователем осуществлялась с использованием системы вертикальных и горизонтальных скважин, пробуренных кустовым способом: три горизонтальные скважины длиной 500 м с углом между траекториями 120° и одна нагнетательная вертикальная скважина, плотность сетки скважин (ПСС) составляла 16 га/скв. С 2005 г. на опытно-промышленном участке месторождения реализуется закачка воды. Трехлучевая система разработки имела недостатки, такие как интерференция скважин и высокие риски прорыва воды к добывающим скважинам вдоль распространения трещиноватости. Следует отметить, что на момент принятия решения методика выбора/обоснования оптимальной системы разработки отсутствовала. В 2012 г. на основе полученных данных разработки и проведенных специальных исследований установлено преимущественное направление трещиноватости (восточная часть – направление трещин С-Ю; западная часть – С-З – Ю-В), выполнены работы по выбору оптимальной системы разработки на базе разработанной в компании методики (рис. 2).

Основной принцип подхода базируется на классических условиях выбора оптимальной системы разработки: рационального способа размещения скважин, расстояния между ними и способа заканчивания скважин. Правильный выбор системы разработки основывается на

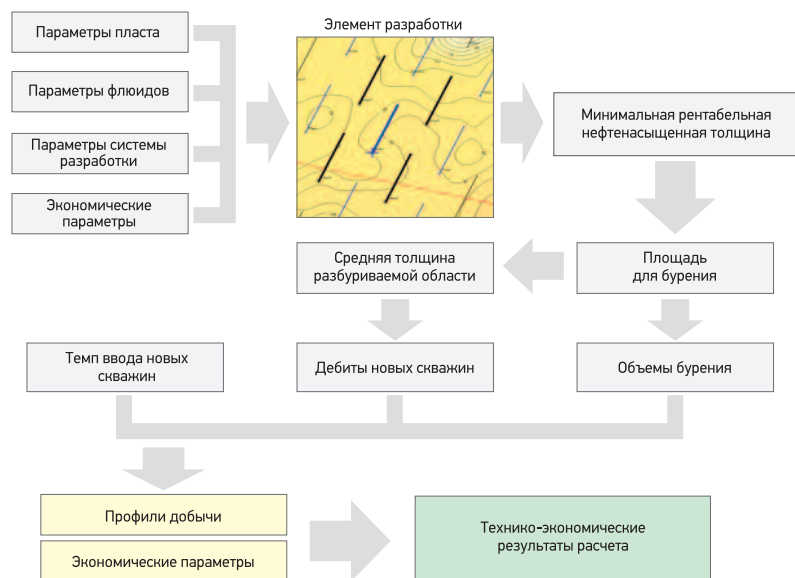


Рис. 2. Общая схема методики подбора оптимальной системы разработки

максимизации экономической эффективности, следовательно, критериями могут быть экономические показатели – чистый дисконтированный доход и/или индекс доходности [2, 3].

В результате выполненных технико-экономических расчетов в качестве основной системы разработки принята рядная система горизонтальных скважин (ГС) длиной 600 м и ПСС, равной 44 га/скв.

При этом практика компании предусматривает выполнение оптимизационных расчетов для адаптации системы разработки к новым участкам, где в результате бурения опережающих скважин установлено значительное отклонение ФЕС пород от средних по залежи.

С 2014 г. стратегия разбуривания залежи предусматривает выход на юго-западный блок восточного участка Оренбургского НГКМ (рис. 3).

ВОВЛЕЧЕНИЕ В РАЗРАБОТКУ ЮГО-ЗАПАДНОГО БЛОКА ВОСТОЧНОГО УЧАСТКА

В январе 2014 г. пробурена и введена в эксплуатацию первая ГС в юго-западной части месторождения, которая подтвердила возможность промышленно рентабельной разработки. Разбуривание участка началось по ранее утвержденной сетке (ГС длиной 600 м, ПСС равна 44 га/скв).

На основе комплексного изучения данных эксплуатации скважин, 3D сейсморазведки и специальных геофизических исследований скважин была установлена низкая плотность естественных трещин по юго-западному блоку (коллектор преимущественно порового типа). С учетом полученной информации для повышения эффективности проводились опробования кислотного многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) в новых скважинах для создания дополнительных трещин в условиях карбонатного коллектора. Средний запускной дебит нефти по скважинам, введенным в эксплуатацию в 2014 г., составил 28 т/сут, в 2015 г. с учетом скважин с кислотным МГРП – 33 т/сут. Прирост дебита нефти по скважинам с кислотным МГРП увеличился в среднем в 1,5–2 раза.

Применение данной технологии освоения позволяет повысить продуктивность скважин до 40 % на объектах с низкой проницаемостью и слабо развитой трещиноватостью. Юго-западный блок характеризуется слабо развитой трещиноватостью (рис. 3), низкой проницаемостью (менее 1 мкм^2) – запасы в данном блоке относятся к трудноизвлекаемым, минимальными рисками прорыва газа из газовой шапки и воды – расстояние от ГС до ВНК более 30 м, высокой расчлененностью. В связи с этим юго-западный блок с точки зрения геологии и ФЕС

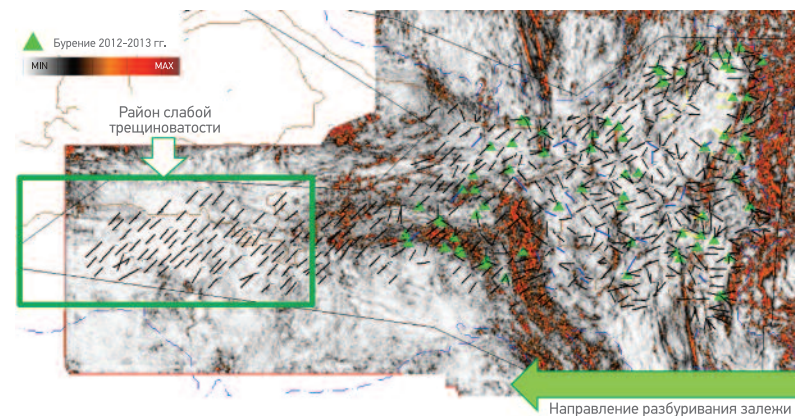


Рис. 3. Направление разбуривания залежи $P_{1\text{art}}$ восточного участка Оренбургского НГКМ на карте атрибута когерентности (по данным 3D сейсморазведки, 2015 г.)

подходит для эффективного внедрения технологии гидроразрыва пласта (ГРП).

За счет приобщения микротрещиноватости и протравливания большего объема трещин [4] технология кислотного МГРП с конца 2016 г. применяется во всех скважинах юго-западного блока. Расстояние между портами, как правило, равно не менее 100 м.

Как отмечено выше, значения ФЕС в юго-западном блоке существенно ниже средних по залежи, в связи с чем повышаются риски недопостижения плановых показателей по новым скважинам. В соответствии с методикой ПАО «Газпром нефть» для юго-западной части месторождения в 2016 г. выполнены технико-экономические расчеты для адаптации системы разработки, позволяющей повысить экономическую эффективность бурения новых скважин и выработку запасов углеводородов.

Результаты многовариантных расчетов представлены на рис. 4. С учетом снижения стоимости и наработанного опыта бурения горизонтальных скважин оптимальной с технико-экономической точки зрения является длина ГС от 800 до 1000 м.

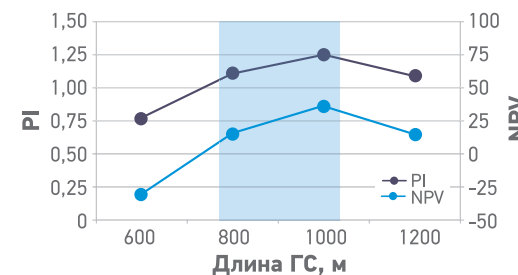


Рис. 4. Обоснование длины ГС на юго-западном блоке восточного участка Оренбургского НГКМ (PI – индекс доходности; NPV – чистый дисконтированный доход)

Ожидаемый параметр Q/Capex (Q – накопленная добыча нефти, CAPEX – капитальные вложения в бурение новых скважин) после оптимизации системы разработки увеличился примерно на 20–25 %.

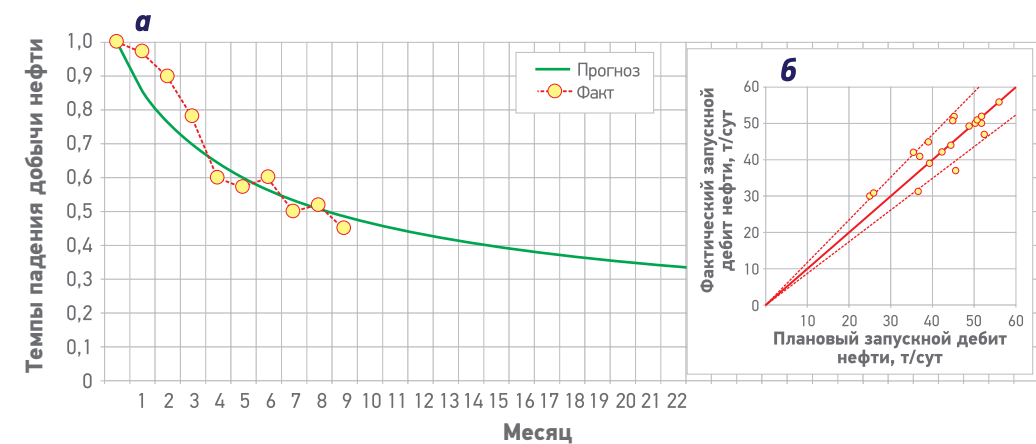


Рис. 5. Сравнение прогнозных и фактических темпов падения добычи нефти по ГС длиной 800–1000 м (а) и кросс-плот запускных дебитов нефти при бурении новых скважин в 2017–2018 гг. (б) на юго-западном блоке восточного участка Оренбургского НГКМ

РЕЗУЛЬТАТЫ БУРЕНИЯ ГС ДЛИНОЙ 800–1000 М

Существующая статистика успешности бурения показывает, что ГС длиной от 800 до 1000 м с кислотным МГРП на юго-западном блоке восточного участка Оренбургского НГКМ подтверждают прогнозные запускные параметры, темпы падения и ожидаемую накопленную добычу нефти. На рис. 5, а приведено сопоставление прогнозных и фактических темпов падения добычи нефти, на рис. 5, б – кросс-плот пластовых и фактических запускных дебитов нефти.

ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ РАБОТЫ ПО ВНЕДРЕНИЮ ТЕХНОЛОГИИ КИСЛОТНО-ПРОППАНТНОГО МГРП

Запасы юго-западного блока восточного участка отнесены к категории трудноизвлекаемых. Эффективная разработка данного участка возможна только с применением МГРП. Однако, как показал анализ, темпы падения дебитов нефти в скважинах с обычным кислотным МГРП достаточно высокие (более 50 %). Подобная динамика обусловлена следующими факторами: – снижение подвижности нефти в результате

разгазирования (при снижении забойного давления); – смыкание трещин ГРП; – слабый приток из матрицы пласта, который необходимо поддерживать периодической эксплуатацией скважин. С целью снижения темпов падения добычи в рамках технологической стратегии компании на юго-западном участке бурения проводятся опытно-промышленные работы по внедрению кислотно-проппантного МГРП. На текущий момент имеются две скважины, в которых применена данная технология. Попеременная закачка кислоты и проппанта способствует созданию дополнительных трещин в породе и длительное время препятствует их смыканию. Это позволяет достичь более высокую продуктивность скважин и существенно увеличивает продолжительность эффекта от ГРП [5]. Основные запускные параметры по скв. X1 и X2 представлены в табл. 1. Сравнение запускных показателей скв. X1 и X2 с кислотно-проппантным МГРП с показателями окружающих скважин аналогичной конструкции (ГС длиной 800–1000 м) с обычным кислотным МГРП показано в табл. 2. Из нее видно, что коэффициент продуктив-

Таблица 1

Параметры	Скв. X1			Скв. X2		
	План 2017 г.	Факт	Изменение, %	План 2018 г.	Факт	Изменение, %
Запускной дебит жидкости, м ³ /сут	50,4	50,2	-0,5	49,9	52,4	5,0
Запускной дебит нефти, т/сут	42,3	42,1	-0,5	41,9	43,8	4,5
Обводненность, %	0	0	0	0	0	0
Пластовое давление $p_{пл}$, МПа	18	20	1,11	21,0	21,1	0
Забойное давление $p_{зб}$, МПа	10	12,3	2,3	10,0	12,9	2,9
Коэффициент продуктивности $K_{прод}$, м ³ /(сут·МПа)	6,30	6,51	34,0	4,54	6,47	426,0

Таблица 2

Параметры	Скв. X1	Скв. X2	Окружающие				
			скв. 1	скв. 2	скв. 3	скв. 4	скв. 5
Длина ГС, м	800	1000	800	1000	800	800	800
Эффективная длина ГС, м	152	162	511	154	100	230	511
Запускной дебит жидкости, м ³ /сут	50,2	52,4	62,5	48,8	36,9	56,6	62,5
Запускной дебит нефти, т/сут	42,1	43,8	52,0	41,0	31,0	47,3	52,0
Обводненность, %	0	0	1,0	0	0	0	0
$p_{пл}$, МПа	20	21	20	21,4	21,0	20,7	20,0
$p_{зб}$, МПа	12,3	12,9	6,5	10,0	10,0	10,0	6,3
$K_{прод}$, м ³ /(сут·МПа)	6,51	6,47	4,63	4,28	3,35	5,29	4,56
Удельный $K_{прод}$ 100, м ³ /(сут·МПа·м)	4,29	3,99	0,91	2,78	3,35	2,30	0,89

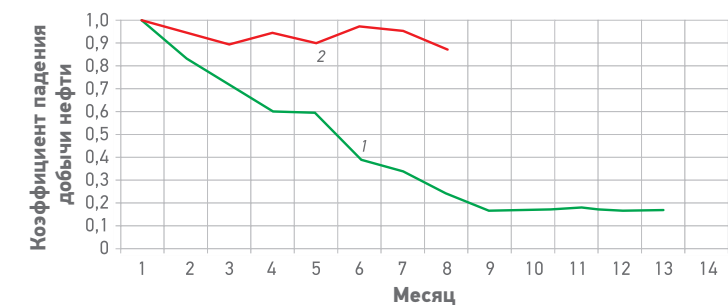


Рис. 6. Сравнение темпов падения добычи нефти в скважинах с кислотным (1) и кислотно-проппантным (2) МГРП

ности в скважинах с кислотно-проппантным МГРП на 46 % выше, чем в аналогичных скважинах с обычным кислотным МГРП. На рис. 6 приведено сравнение темпов падения дебита нефти. Очевидно, что в скважинах с кислотно-проппантным МГРП темпы падения значительно ниже (более чем в 2 раза), чем в скважинах с обычным кислотным МГРП.

ВЫВОДЫ

1. На примере восточного участка Оренбургского НГКМ показано успешное применение методики обоснования оптимальной системы разработки, учитывающей геолого-физические, технологические и экономические показатели.

2. Реализованные мероприятия по адаптации системы разработки к юго-западному блоку восточного участка Оренбургского НГКМ с ухудшенными ФЕС пород позволили снизить риски недостижения проектных показателей новых скважин и повысить экономическую эффективность добычи трудноизвлекаемой нефти примерно на 20–25 % (по параметру Q/Сарех).
3. В рамках реализации технологической стратегии компании эффективно внедрена технология кислотного МГРП во всех скважинах юго-западного блока восточного участка Оренбургского НГКМ, что дало возможность увеличить запускные дебиты 1,5–2 раза.
4. Успешно проведен кислотно-проппантный МГРП в трещинно-поровом карбонатном коллекторе восточного участка Оренбургского НГКМ. Применение данной технологии позволило увеличить коэффициент продуктивности добывающих скважин в среднем на 46 % и снизить темпы падения добычи нефти более чем в 2 раза по сравнению с темпами падения в скважинах с обычным кислотным МГРП.

Список литературы

1. Галаутдинов И.М., Череповицын А.Е. Комплексный подход к подбору скважин-кандидатов для проведения ГТМ (на примере Восточного участка Оренбургского НГКМ) // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 7. – С. 23 – 33.
2. Динамика добычи из скважин с гидроразрывом пласта в экономически оптимальных системах разработки / М.М. Хасанов, О.Ю. Мельчаева, А.Н. Ситников, А.П. Рощенков // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 36–39.
3. Выбор оптимальных параметров системы разработки нефтяного месторождения / М.М. Хасанов, О.С. Ушмаев, С.А. Нехаев, Д.М. Карамутдинова // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 12. – С. 26–31.
4. Кислотный МГРП. Новаторский подход для карбонатных коллекторов / И.В. Титов, А.Ю. Конопелько, И.Г. Файзуллин [и др.] // Нефтесервис. – 2016 – № 4. – С. 50 – 55.
5. Здольник С.Е. Башнефть: пено-кислотный ГРП с проппантом – оптимальный выбор для ТриЗ в карбонатных отложениях. – <http://oilgascom.com/bashneftzdolnik-frackingfluid/>

Reference

1. Galyautdinov I.M., Cherepovitsyn A.E., *Complex approach to candidate well selection for hydro-fracturing (at the example of Eastern Part of Orenburg oil and gas condensate field)* (In Russ.), *Neft' Gaz. Novatsii*, 2017, no. 7, pp. 23 – 33.
2. Khasanov M.M., Mel'chaeva O.Yu., Sitnikov A.N., Roshchektaev A.P., *Dynamics of hydraulically fractured wells production for economically optimal development systems* (In Russ.), *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2013, no. 12, pp. 36–39.
3. Khasanov M.M., Ushmaev O.S., Nekhaev S.A., Karamutdinova D.M., *Selection of optimal parameters of oil field development* (In Russ.), *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2012, no. 12, pp. 26–31.
4. Titov I.V. et al., *Acid multistage fracturing. Innovative approach for carbonate reservoirs* (In Russ.), *Nefteservis*, 2016, no. 4, pp. 50 – 55.
5. Zdol'nik S.E., *Bashneft': Peno-kislotnyy GRP s proppantom – optimal'nyy vybor dlya TriZ v karbonatnykh otlozheniyakh* (Bashneft: Foam-acid fracturing with proppant - the best choice for hard-to-recover reserves in carbonate sediments), URL: <http://oilgascom.com/bashneftzdolnik-frackingfluid/>

ФАКТОРНЫЙ АНАЛИЗ УСПЕШНОСТИ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ КАК ИНСТРУМЕНТ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ГЕОЛОГО- ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ

FACTOR ANALYSIS OF THE SUCCESS OF WELL INTERVENTIONS AS A TOOL FOR IMPROVING THE QUALITY OF GEOLOGICAL AND SIMULATION MODELS

М.В. Наугольнов, Е.В. Растегаева, Р.З. Зулкарниев, Р.Н. Асмандияров

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Электронный адрес: Naugolnov.MV@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: геолого-технические мероприятия (ГТМ), факторный анализ, успешность ГТМ, горизонтальная скважина (ГС) с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП), гидродинамическая модель

M.V. Naugolnov, E.V. Rastegaeva, R.Z. Zulkarniev, R.N. Asmandiyarov

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

The paper compares various methodological approaches for factor analysis of the success of well interventions. Particular attention is paid to the factor analysis of the drilling results of multi-stage fractured horizontal wells. Improved analysis tools based on the integral method and the use of a regression model are proposed. Correct consideration of all technological factors at the planning stage of well interventions makes it possible to avoid overestimating or underestimating the potential of new drilling. The use of the considered tools for a number of new pads allowed us to systematically correct geological and simulation models, correctly estimate the potential of new wells and make timely decisions regarding the need for engineering operations and future drilling.

Keywords: well interventions, factor analysis, success of well interventions, multi-stage fractured horizontal wells, simulation model

DOI: 10.24887/2587-7399-2019-1-7-11

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время для планирования и мониторинга разработки все чаще используются геолого-гидродинамические модели (ГГДМ). Это актуально как для неразбуренных участков, на которых ГГДМ применяются для планирования ввода новых скважин (ВНС), так и для разбуренных территорий, где ГГДМ являются инструментом поиска скважин-кандидатов для проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ), таких как зарезка боковых стволов (ЗБС) или гидроразрыв пласта (ГРП). Качество ГГДМ напрямую влияет на успешность ГТМ, при этом для обеспечения требуемого качества ГГДМ должна оперативно обновляться с учетом данных, полученных при проведении новых ГТМ (ВНС, ЗБС). В связи с этим возникает потребность в создании удобного и гибкого инструмента для

оперативного контроля и обновления ГГДМ на основе фактических данных работы скважин после выполнения ГТМ. Ключевым результатом применения этого инструмента является корректное определение причин возникновения отличия фактических показателей работы скважины от плановых [1, 2]. В процессе работы был создан аналитический подход для численной оценки влияния факторов на несоответствие плановых и фактических показателей новых наклонно направленных скважин (ННС) и горизонтальных скважин (ГС) с многостадийным ГРП (МГРП).

ИНТЕГРАЛЬНЫЙ ФАКТОРНЫЙ АНАЛИЗ

Факторный анализ (ФА) – это инструмент для оценки влияния изменения аргументов функции на величину изменения самой функции. Методы ФА широко используются

в социологии, политологии, экономике, статистике, хозяйственной деятельности. Существует множество подходов к измерению влияния факторов, таких как способ цепной подстановки, индексный метод, способ абсолютных и относительных разниц, интегральный метод и др. [3]. Перечисленные подходы применимы для решения задачи оценки успешности ГТМ, но не все они в равной степени подходят для ее решения. Под оценкой успешности ГТМ понимается анализ причин несоответствия запусковых параметров работы скважины (дебит нефти, жидкости и др.) ее плановым показателям. Причиной возникающей разницы являются изменения отдельных параметров, входящих в уравнение Дююи: обводненности, дебита жидкости, пластового и забойного давлений, коэффициента продуктивности и др. Использовать данное уравнение корректно для условий вертикальных и наклонно направленных скважин на псевдоустановившемся режиме притока

$$q_n = q_{ж} (1 - WC) = K_{пр} (p_{пл} - p_{заб}) (1 - WC) =$$

$$= \frac{khJ_D (p_{пл} - p_{заб})}{18,41 \mu B} (1 - WC) =$$

$$= \frac{kh(p_{пл} - p_{заб})}{18,41 \mu b \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0,75 + S \right)} (1 - WC). \quad (1)$$

Рассмотрим некоторые методы ФА на примере оценки вклада таких параметров, как дебит жидкости и обводненность. Предположим, что плановые показатели (с индексом 1) работы скважины следующие: дебит нефти $q_{н1} = 100$ т/сут, дебит жидкости $q_{ж1} = 150$ т/сут при обводненности $WC_1 = 0,33$ (33 %). Фактические показатели (с индексом 2) работы скважин: дебит нефти $q_{н2} = 40$ т/сут, дебит жидкости $q_{ж1} = 100$ т/сут при обводненности $WC_2 = 0,6$ (60 %). К отклонению фактического дебита нефти от планового (60 т/сут) привели два негативных фактора: переоценка потенциала пласта по дебиту жидкости и недооценка начальной обводненности. Определим численный вклад каждой из причин.

Метод цепной подстановки используется для расчета влияния факторов во всех типах детерминированных моделей. Здесь влияние факторов можно рассчитать двумя способами, в зависимости от того, влияние

какой величины будет оцениваться в первую очередь.

Способ 1

$$\Delta q_{н,ж} = (q_{ж2} - q_{ж1})(1 - WC_1); \quad (2)$$

$$\Delta q_{н,wc} = q_{ж2}(WC_1 - WC_2). \quad (3)$$

Способ 2

$$\Delta q_{н,ж} = (q_{ж2} - q_{ж1})(1 - WC_2); \quad (4)$$

$$\Delta q_{н,wc} = q_{ж1}(WC_1 - WC_2). \quad (5)$$

В способе 1 основным фактором неполучения планового дебита нефти является дебит жидкости. Изменение дебита нефти из-за изменения дебита жидкости $\Delta q_{н,ж} = -33,3$ т/сут, изменение дебита нефти из-за изменения обводненности $\Delta q_{н,wc} = -26,7$ т/сут. В способе 2 основным негативным фактором является обводненность: $\Delta q_{н,wc} = -40$ т/сут, $\Delta q_{н,ж} = -20$ т/сут. Очевидно, что результат зависит от того, в какой последовательности подставляются параметры.

Метод относительных разниц эквивалентен способу 1 метода цепной подстановки

$$\Delta q_{н,ж} = \frac{q_{н1}(q_{ж2} - q_{ж1})}{q_{ж1}}; \quad (6)$$

$$\Delta q_{н,wc} = (q_{н1} + \Delta q_{н,ж})(WC_1 - WC_2)/(1 - WC_1). \quad (7)$$

Получаем $\Delta q_{н,ж} = -33,3$ т/сут, $\Delta q_{н,wc} = -26,7$ т/сут. Оба рассмотренных метода имеют существенный недостаток: они основаны на методе элиминирования, т.е. исключения влияния всех факторов, кроме одного, хотя на самом деле они изменяются взаимосвязанно. В результате взаимодействия факторов образуется некоторый остаток, который прибавляется к величине влияния одного из факторов.

Интегральный метод лишен описанного выше недостатка и позволяет выполнять более точные расчеты влияния факторов. В его основе лежит суммирование приращений функции, определенной как частная производная, умноженная на приращение аргумента на бесконечно малых промежутках. Таким образом, в предельном случае получаем интегрирование целевой функции (уравнения притока) на интервале приращения аргумента

Δq_{н,ж} = (q_{ж2} - q_{ж1}) * (1 - (WC1 + WC2) / 2); (8)

Δq_{н,wc} = ((q_{ж1} + q_{ж2}) / 2) * (WC1 - WC2). (9)

Для определения величины изменения деби- та нефти из-за изменения давления и коэф- фициента продуктивности используются уравнения, аналогичные уравнению (5), по- скольку они также основаны на двухфактор- ной модели,

Δq_{н,пл} = (K_{пр2} + K_{пр1}) / 2 * (p_{пр2} - p_{пр1}) * x * (1 - (WC1 + WC2) / 2); (10)

Δq_{н,рзаб} = -(K_{пр2} + K_{пр1}) / 2 * (p_{заб2} - p_{заб1}) * x * (1 - (WC1 + WC2) / 2); (11)

Δq_{н,рпр} = (K_{пр2} - K_{пр1}) * x * ((p_{пл2} + p_{пл1}) / 2 - (p_{заб2} + p_{заб1}) / 2) * (1 - (WC1 + WC2) / 2). (12)

ПЕРЕХОД К ТРЕХФАКТОРНОЙ МОДЕЛИ ДЛЯ ННС С ГРП

Данные уравнения выведены для двухфак- торной модели вида Y=ab. Для оценки влияния изменений геологических показа- телей (k, h) или степени совершенства скважины на запусковые параметры целесо- образно перейти к трехфакторной модели вида Y=abc [4] или K_{пр}=khJ_D/const, где J_D=1/(ln(r_e/r_w)-0,75+S).

Δq_{нк} = ((k2 - k1) / (18,41 * bμ)) * x * (J_{D1}h1 + 1/2 * (J_{D2} - J_{D1})h1 + 1/2 * (h2 - h1)J_{D1} + 1/3 * (J_{D2} - J_{D1})(h2 - h1)) * x * ((p_{пл2} + p_{пл1}) / 2 - (p_{заб2} + p_{заб1}) / 2) * (1 - (WC1 + WC2) / 2), (13)

Δq_{nh} = ((h2 - h1) / (18,41 * bμ)) * (J_{D1}k1 + 1/2 * (J_{D2} - J_{D1})k1 + 1/2 * (k2 - k1)J_{D1} + 1/3 * (J_{D2} - J_{D1})(k2 - k1)) * x

x * ((p_{пл2} + p_{пл1}) / 2 - (p_{заб2} + p_{заб1}) / 2) * (1 - (WC1 + WC2) / 2), (14)

Δq_{н,JD} = ((J_{D2} - J_{D1}) / (18,41 * bμ)) * (k1h1 + 1/2 * (h2 - h1)k1 + 1/2 * (k2 - k1)h1 + 1/3 * (h2 - h1)(k2 - k1)) * x * ((p_{пл2} + p_{пл1}) / 2 - (p_{заб2} + p_{заб1}) / 2) * (1 - (WC1 + WC2) / 2). (15)

При этом должно соблюдаться равенство

Δq_{н,Kпр} = Δq_{нк} + Δq_{nh} + Δq_{н,JD} (16)

ФАКТОРНЫЙ АНАЛИЗ УСПЕШНОСТИ РАБОТЫ ГС С МГРП

Следует отметить, что описанный подход применим исключительно для модели с ННС. Поскольку в фонде скважин становит- ся все больше горизонтальных скважин (в том числе с МГРП), для расчета дебита ко- торых уравнение Дюпюи неприменимо, воз- никает вопрос, как провести оценку успеш- ности ГТМ для таких меняющихся парамет- ров, как длина горизонтального участка скважины, число стадий ГРП, параметры трещин ГРП и др. Для решения данной задачи был разрабо- тан метод оценки изменения K_{пр} с исполь- зованием модели линейной регрессии. Ли- нейная регрессия – применяемая в стати- стике модель зависимости одной (объ- ясняемой) переменной у от другой или не- нескольких других переменных (факторов) x с линейной функцией зависимости. Входным набором данных для модели служат плано- вые и фактические проницаемость пласта, эффективная толщина пласта, скин-фактор, длина горизонтального ствола, число ста- дий ГРП и параметры трещины ГРП (полу- длина, ширина, проницаемость). Для обучения модели искусственно созда- ется статистика на основе плановых пока- зателей и отклонений от них (±5 %) (для числа трещин – ±1), для которых рассчиты- ваются соответствующие значения дебитов и коэффициент продуктивности. При этом в качестве модели притока могут быть рас- смотрены любые численные и аналитиче- ские модели. С использованием библиоте- ки Python 3.0 Scikit-Learn определяется влияние каждого параметра на коэффици-

ент продуктивности и соответствующее из- менение коэффициента продуктивности. Изменение дебита нефти за счет изменения каждого параметра, от которого зависит коэффициент продуктивности, рассчитыва- ется по формуле

Δq_{н Factor} = (ΔK_{прΔFactor}) * x * ((p_{пл2} + p_{пл1}) / 2 - (p_{заб2} + p_{заб1}) / 2) * (1 - (WC1 + WC2) / 2). (17)

Изменение целевой функции K_{пр} будет скла- дываться из величин изменений функции из- за изменения входящих в расчет K_{пр} пара- метров

Δq_{н,Kпр} = Δq_{нк} + Δq_{nh} + Δq_{н,JD} + Δq_{н,L} + Δq_{н,N} + Δq_{н,xf} + Δq_{н,wf} + Δq_{н,kf} + Δq_{н,проч}. (18)

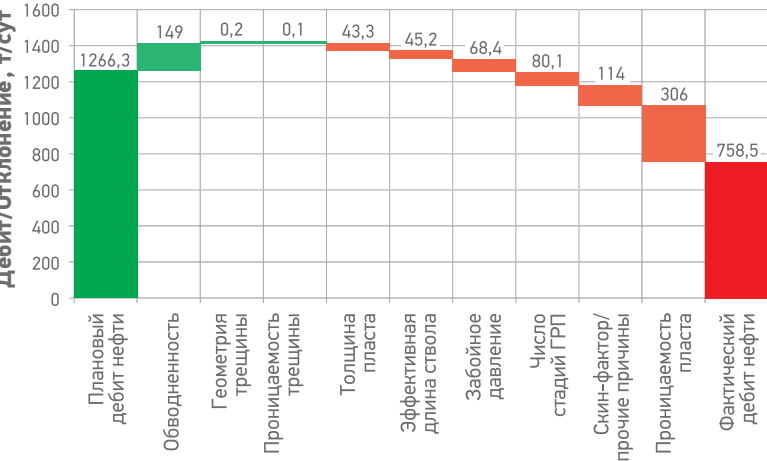
Возникающая в результате реализации мето- да невязка часто является следствием ис- пользования экспертного подхода к оценке планируемых параметров либо следствием ошибки при получении исходных данных.

РЕЗУЛЬТАТЫ ФАКТОРНОГО АНАЛИЗА УСПЕШНОСТИ ГТМ

В качестве примера рассмотрим ГС с МГРП (см. таблицу). Основным фактором, влияющим на недостижение планируемого дебита нефти, является завышенная ожидаемая проницаемость (отклонение дебита – 60 т/сут). Из рисунка видно, что данный фак- тор является определяющим для всего куста № 10, что свидетельствует о необходимости корректировки петрофизической модели по данному району. Следует также отметить, что позитивным фактором для новых скважин выступает завышенная ожидаемая обвод- ненность, что косвенно может говорить об из- лишне пессимистичном принятом уровне во- донефтяного контакта. Описанный подход позволяет численно оце- нить погрешность, обусловленную неточ- ностью геологических данных, а также по- грешность, возникающую по технологиче- ским причинам: низкая эффективная проход- ка, неудачно проведенные ГРП. Так, в рас- смотренном примере суммарная погрешность прогноза месячной добычи нефти, связанная с технологическим несовершенством процес- сов бурения и освоения (проходка, ГРП, скин-фактор), составила 239 т/сут, 68,4 т/сут

Показатели	План	Факт	Дельта	Влияние параметра на изменение дебита нефти, м³/сут (т/сут)
Дебит нефти, т/сут	136,2	77,8	-58,4	
Обводненность, %	29	20	-0,09	14,9 (13,0)
Дебит жидкости, м³/сут	219	111	-108	-81,5 (-71,4)
Давление, МПа: пластовое	22,0	22,0	0	0 (0)
забойное	6,5	6,5	0	0 (0)
Коэффициент продуктивности, м³/(сут·МПа)	14,1	7,2	-7,0	-81,5 (-71,4)
Толщина пласта, м	5,2	5,2	0	0 (0)
Эффективная длина ствола, м	799	624	-175	-25,2 (-22,1)
Проницаемость пласта, 10⁻³ мкм²	9	3,3	-5,7	-68,4 (-59,9)
Число стадий ГРП	5	6	1	8,5 (7,4)
Полудлина трещины, м	50	100	50	0,26 (0,23)
Ширина трещины, мм	5	6	1	
Проницаемость трещины, 10⁻³ мкм²	250000	300000	50000	3,4 (3,0)
Прочие технологические причины / скин-фактор				-0,023 (-0,02)

было недополучено в связи с запуском новых скважин при забойном давлении выше целе- вого. Корректный учет данных технологиче- ских факторов на этапе планирования ГТМ позволяет избежать переоценки либо недо- оценки потенциала бурения новых скважин.



Результаты факторного анализа запусковых параметров скважин куста № 10

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Идеального способа проведения факторного анализа успешности ГТМ не существует. Тем не менее описанные в работе способы позволяют приблизиться к целевой точности контроля разработки. Созданный на их основе подход продемонстрировал хорошую гибкость и работоспособность на ряде месторождений Западной Сибири, находящихся на поздней стадии эксплуатации. Использование данного подхода на некоторых новых нустах позволило системно скор-

ректировать ГГДМ, избежать переоценки либо недооценки потенциала новых скважин и своевременно принять решения о необходимости проведения ГТМ.

Авторский коллектив выражает благодарность Ахметову Алексею Владимировичу за внедрение методов интегрального факторного анализа в деятельность компании «Газпром нефть».

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

q_n – дебит нефти;
 $q_{ж}$ – дебит жидкости;
 WC – обводненность;
 $K_{пр}$ – коэффициент продуктивности;
 $p_{пл}$ – пластовое давление;
 $p_{заб}$ – забойное давление;
 k – проницаемость пласта;
 h – эффективная толщина пласта;
 J_D – безразмерный индекс продуктивности, характеризующий степень совершенства скважины;
 μ – вязкость нефти;
 B – объемный коэффициент нефти;
 r_e – радиус контура питания;
 r_w – радиус контура скважины;
 S – скин-фактор;
 x_f – полудлина трещины;
 w_f – ширина трещины;
 k_f – проницаемость трещины;
 $\Delta q_{нж}$ – изменение дебита нефти вследствие изменения дебита жидкости;
 $\Delta q_{нwc}$ – изменение дебита нефти вследствие изменения обводненности;
 $\Delta q_{нрпл}$ – изменение дебита нефти вследствие изменения пластового давления;

$\Delta q_{нрпл}$ – изменение дебита нефти вследствие изменения забойного давления;
 $\Delta q_{нKпр}$ – изменение дебита нефти вследствие изменения коэффициента продуктивности;
 $\Delta q_{нк}$ – изменение дебита нефти вследствие изменения проницаемости;
 Δq_{nh} – изменение дебита нефти вследствие изменения эффективной толщины пласта;
 $\Delta q_{нJD}$ – изменение дебита нефти вследствие изменения безразмерного индекса продуктивности;
 $\Delta q_{нL}$ – изменение дебита нефти вследствие изменения эффективной длины ствола;
 $\Delta q_{нN}$ – изменение дебита нефти вследствие изменения числа стадий ГРП;
 $\Delta q_{нxf}$ – изменение дебита нефти вследствие изменения полудлины трещины ГРП;
 $\Delta q_{нwxf}$ – изменение дебита нефти вследствие изменения ширины трещины ГРП;
 $\Delta q_{нkxf}$ – изменение дебита нефти вследствие изменения проницаемости трещины ГРП;
 $\Delta q_{нпроч}$ – изменение дебита нефти вследствие изменения скин-фактора и прочих технологических факторов;
 $\Delta q_{нFactor}$ – изменение дебита нефти вследствие изменения какого-либо фактора.
 $\Delta Factor$ – фактор, влияющий на изменение $K_{пр}$

МАССОВОЕ ПРОВЕДЕНИЕ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА – КЛЮЧЕВАЯ ТЕХНОЛОГИЯ РАЗРАБОТКИ ЮЖНОЙ ЧАСТИ ПРИОБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

MASS HYDRAULIC FRACTURING IS A KEY TECHNOLOGY OF THE SOUTHERN PART PRIOBSKOYE FIELD DEVELOPMENT

Д.Ю. Колупаев, М.М. Биккулов, С.А. Солодов

ООО «Газпромнефть-Хантос»

К.Е. Янин, к.э.н.

ООО «Проектное Бюро «ТЭРМ», Тюменский индустриальный университет

Электронный адрес: Yanin@term-pb.ru

Ключевые слова: Приобское нефтяное месторождение, гидроразрыв пласта (ГРП), многостадийный ГРП (МГРП), низкопроницаемый коллектор, трудноизвлекаемые запасы, горизонтальная скважина, эффективность, дебит

D.U. Kolupaev, M.M. Bikkulov, S.A. Solodov Gazpromneft-Khantos LLC

K.E. Yanin ООО «PB «TERM», Tyumen Industrial University

Analysis of the efficiency of the implemented development technologies based on the mass application of hydraulic fracturing is of great interest to oil and gas industry specialists. The aim of the article is to summarize the experience of using the large-volume hydraulic fractures on the low-permeability reservoir, the establishment of general patterns of change in technology-indicators, modern trends in development of the implemented development system. The active using of horizontal wells with multistage hydraulic fracturing is the modern trend in the field development technology. Further improvement of the applied technologies will help to increase the efficiency of Priobskoye field development and increase the oil recovery factor.

Keywords: Priobskoye oil field, hydraulic fracturing, multistage hydraulic fracturing, low-permeability reservoir, hard-to-recover reserves, horizontal well, efficiency, production rate

DOI: 10.24887/2587-7399-2019-1-39-45

ВВЕДЕНИЕ

Южная лицензионная территория (ЮЛТ) уникального Приобского месторождения является главным активом ООО «Газпромнефть-Хантос». За время эксплуатации добыто более 120 млн т нефти. Основой технологических решений, применяемых для разработки залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти, является гидроразрыв пласта (ГРП). Залежи нефти сосредоточены в низкопроницаемых нижнемеловых отложениях пластов АС₁₀₋₁₂. Здесь выделены семь пластов: АС₁₀⁰⁻¹, АС₁₀⁰⁻², АС₁₀¹⁻³, АС₁₀⁴, АС₁₁¹, АС₁₂¹, АС₁₂³⁻⁵. Проницаемость коллекторов составляет (1–5)·10⁻³ мкм², на большей части –

менее 2·10⁻³ мкм². Месторождение в пределах ЮЛТ разрабатывается 20 лет. За этот период пробурено более 4 тыс. скважин, в которых выполнены ГРП. Анализ эффективности реализованных технологий разработки, основанных на массовом применении ГРП, представляет большой интерес для специалистов нефтегазовой отрасли. Целью статьи являются обобщение опыта применения большеобъемных гидроразрывов низкопроницаемых пластов ЮЛТ, установление общих закономерностей изменения технологических показателей, современных трендов в развитии реализуемой системы разработки.

Список литературы

1. Усовершенствованный подход к проведению блочно-факторного анализа разработки / О.Ю. Савельев, А.А. Бородин, М.В. Наугольнов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 10. – С. 74–77.
2. Проактивный блочный анализ разработки месторождений / А.Н. Ситников, А.А. Пустовских, А.Ю. Шеремеев [и др.] // ПРОнефть. – 2016. – № 1. – С. 60–67.
3. Савицкая Г.В. Анализ хозяйственной деятельности предприятий. – Минск: ООО «Новое издание», 2002. – 704 с.
4. Баканов М.И., Шеремет А.Д. Теория экономического анализа. – М.: Финансы и статистика, 2001. – 416 с.

References

1. Savel'ev O.Yu., Borodkin A.A., Naugol'nov M.V. et al., *Modernized approach to provide block and factor analysis of oil field development system* (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2014, no. 10, pp. 74–77.
2. Sitnikov A.N., Pustovskikh A.A., Sheremeev A.Yu. et al., *Proactive analysis in the field development monitoring* (In Russ.), PROneft', 2016, no. 1, pp. 60–67.
3. Savitskaya G.V., *Analiz khozyaystvennoy deyatel'nosti predpriyatij* (Analysis of economic activities of enterprises), Minsk: Novoe izdanie Publ., 2002, 704 p.
4. Bakanov M.I., Sheremet A.D., *Teoriya ekonomicheskogo analiza* (Theory of economic analysis), Moscow: Finansy i statistika Publ., 2001, 416 p.

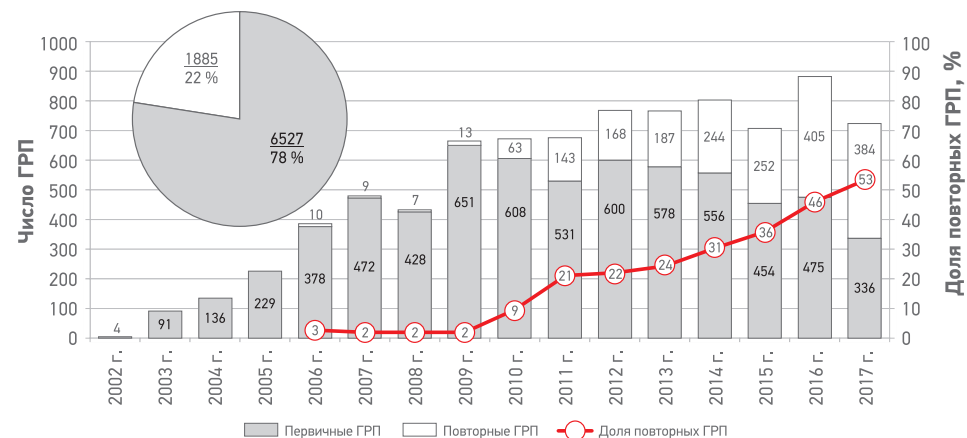


Рис. 1. Динамика числа ГРП и МГРП на ЮЛТ Приобского месторождения

ПРОВЕДЕНИЕ ГРП В СКВАЖИНАХ ПРИОБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

С 2012 по 2017 г. на месторождении пробурено 345 горизонтальных скважин (ГС) и 380 боковых стволов с горизонтальным окончанием (БГС). Во всех скважинах выполнены многостадийные ГРП (МГРП). Применение ГС позволяет решать ряд важнейших задач: от повышения коэффициента извлечения нефти (КИН) за счет локального разукрупнения эксплуатационного объекта AC_{10-12} и повышения степени выработки запасов низкопроницаемых пластов группы AC_{12} до оптимизации фонда скважин обеспечение соответствия требованиям по учету количества нефти, добытой из залежей с трудноизвлекаемыми запасами.

Таблица 1

Показатели	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Всего
Число МГРП, в том числе по пласту:	5	12	20	74	120	194	425
AC_{10}	3	6	5	21	48	88	171
AC_{11}	-	-	-	-	-	3	3
AC_{12}	2	6	15	53	72	103	251
Доля МГРП, % общего числа ГРП	0,7	1,6	2,5	10	14	27	5

Таблица 2

Показатели	ГС с МГРП (345 ГС)	БГС с МГРП (80 БГС)
Длина горизонтального участка, м	300-1500 840	126-700 340
Число стадий МГРП	2-30 6,3	2-7 3,2
Расстояние между портами МГРП, м	-	42-235 110
Масса закачанного проппанта, т: общая	50-380 136	100-500 237
за одну стадию	10-150 70	7-150 74

Примечание. В числителе приведен интервал значений показателя, в знаменателе – среднее значение.

На начало 2018 г. на Приобском месторождении насчитывалось 4053 скважины, в которых было выполнено 8412 ГРП (рис. 1). Основная часть (95 %, или около 8 тыс.) – это большеобъемные ГРП в наклонно направленных скважинах (ННС). Еще 425 МГРП выполнены в ГС и БГС. С 2010 г. доля повторно выполненных ГРП постоянно увеличивалась. В 2017 г. более половины подобных операций составили повторные ГРП (см. рис. 1). Данные I квартала 2018 г. свидетельствуют о том, что тенденция увеличения доли повторных ГРП сохраняется. Все выполненные ГРП являются большеобъемными. В среднем за одну операцию ГРП в ННС было закачено 100 т проппанта, в ГС – 456 т, в БГС – 237 т.

Еще одной тенденцией последних лет разработки ЮЛТ является более активное применение ГС в сочетании с МГРП. Так, в 2017 г. каждый четвертый МГРП выполнялся в ГС (табл. 1). Около 60 % всех МГРП проведены в ГС пластов AC_{12} (AC_{12}^1 и AC_{12}^{3-5}) с ухудшенными (по сравнению с пластами группы AC_{10}) характеристиками. Параметры проведенных МГРП представлены в табл. 2.

Результаты большого числа выполненных ГРП и МГРП позволяют предположить создание в породах пластов AC_{10-12} обширной разветвленной системы техногенных трещин, охватывающих воздействием в том числе самые тонкие нефтеносные прослои. Созданные техногенные трещины имеют следующие средние параметры: полудлина – 135 м (иногда – до 300 м); высота – 44 м (иногда – до 100 м); ширина – 5 мм. Анализ накопленных за историю разработки Приобского месторождения данных дает возможность оценить технологическую целесообразность активного применения нового подхода к разработке пластов с трудноизвлекаемыми запасами путем использования ГС с МГРП и сравнить их результаты с показателями эксплуатации ННС. Однако сравнение осложняется наличием множества разнородных факто-

ров: многопластовостью месторождения; большой площадью лицензионных участков и, как следствие, значительными различиями геологического строения разбуренных участков; разработкой залежей пластов AC_{10-12} в зонах их совмещения как единого эксплуатационного объекта и др.

СОПОСТАВЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ ГС И ННС

Для получения представительных результатов сравнения показателей эксплуатации ГС и ННС их можно обобщить не по всему месторождению, а по характерным участкам, где указанные скважины были пробурены в одинаковых геологических условиях. С этой целью в разных частях ЮЛТ (север, юг, центр) авторами были выделены четыре участка, на которых пробурено большое число ННС и ГС. На участках № 1, 2, 3 ГС и ННС пробурили примерно в одно время. Реализуемая рядная система разработки первоначально была сориентирована на применение добывающих ГС с МГРП в сочетании с нагнетательными ННС с ГРП. На участке № 4 ГС с МГРП пробурены как уплотняющие с целью ускорения выработки запасов из пласта AC_{12}^{3-5} с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) путем локального разукрупнения общего эксплуатационного объекта AC_{10-12} . На выделенных для анализа участках № 1, 2, 3 разрабатываются залежи разных пластов. В общей сложности здесь обработаны сведения по 370 скважинам, в том числе по 129 ГС и 241 ННС с ГРП.

Обобщая результаты по трем участкам, можно отметить значительное снижение дебитов скважин (ГС с МГРП) в течение первого года эксплуатации. Если за точку отсчета принять средние дебиты скважин за первый месяц работы, то через 12 мес они снижаются примерно в 3 раза. В результате анализа установлено, что по ГС с МГРП начальные дебиты жидкости (средние за первый месяц эксплуатации) в 2,5–3 раза,

а нефти в 2–2,5 раза выше, чем по ННС с ГРП (рис. 2). При этом по ГС отмечается более высокий темп снижения дебитов. Так, за первый год дебиты ГС снизились в среднем на 70 %: жидкости – со 120 до 36 т/сут, нефти – с 58 до 18 т/сут. По ННС годовое уменьшение дебитов также значительное – 55 %: дебит жидкости снизился с 42 до 19 т/сут, нефти – с 28 до 11 т/сут. В последующие месяцы динамика снижения дебитов как по ГС, так и ННС стабилизируется. Несмотря на значительное начальное уменьшение, дебиты ГС в последующие периоды (на второй и третий годы) остаются выше, чем по ННС: нефти – на 30–40 %, жидкости – на 80–100 %. За счет достаточно высоких начальных дебитов ГС обеспечиваются удовлетворительные показатели добычи нефти. В частности, накопленная добыча нефти в среднем по ГС уже за первый год эксплуатации достигает 12 тыс. т/скв, что в 2 раза выше, чем по ННС (6 тыс. т/скв).

В связи с литологическим типом строения залежей нефти обводненность скважин на протяжении длительного периода эксплуатации остается достаточно стабильной. Однако она характеризуется повышенными значениями в первые месяцы, что обусловлено отборами технической воды из скважин после проведения большеобъемных ГРП и МГРП. Геологические характеристики пластов-коллекторов, число анализируемых скважин, а также технологические показатели их эксплуатации представлены в табл. 3.

БУРЕНИЕ УПЛОТНЯЮЩИХ ГС С МГРП

За последние годы на ЮЛТ в зонах максимальных нефтенасыщенных толщин пробурено несколько сотен уплотняющих скважин. Из них многие ГС с МГРП используются для разукрупнения эксплуатационного объекта AC_{10-12} на участках, которые первоначально были полностью разбурены ННС, эксплуатирующими сразу несколько пластов (AC_{10}^{1-3} , AC_{10}^4 , AC_{12}^{3-5}).

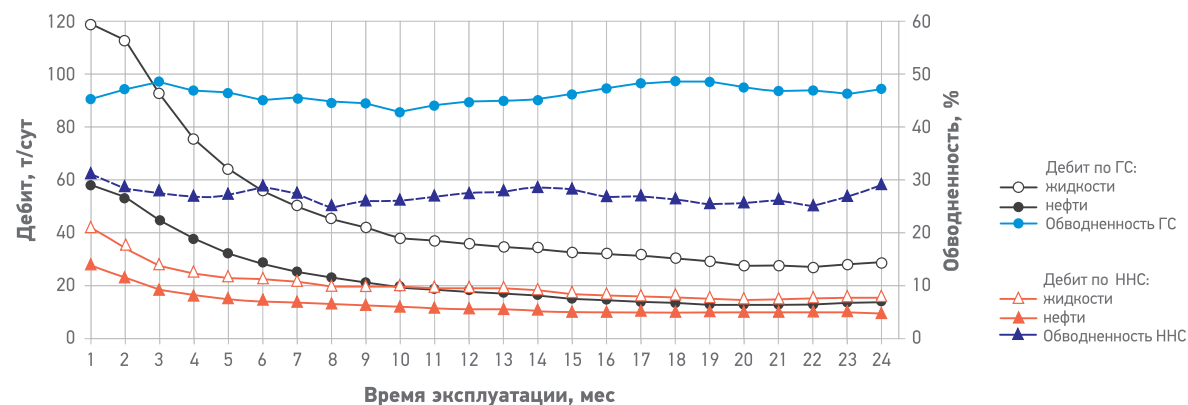


Рис. 2. Усредненная динамика дебитов и обводненности ГС и ННС после ГРП на участках № 1, 2, 3 Приобского месторождения

Таблица 3

Показатели	Номер участка						В среднем по трем участкам		Участок № 4 (уплотняющие ГС)	
	1		2		3				Центр ЮЛТ	
	КП № 130, 131, 134, 135		КП № 30, 30а, 32, 33, 36, 36а, 57		КП № 90, 90а, 91, 933, 80, 82					
Геологические характеристики участков										
Продуктивный пласт	АС ₁₂ ³⁻⁵		АС ₁₂ ¹		АС ₁₀ ¹⁻³ , АС ₁₂ ³⁻⁵		АС ₁₀₋₁₂		АС ₁₀ ¹⁻³ , АС ₁₂ ³⁻⁵	
Нефтенасыщенная толщина, м	17,4		28,0		20,1		21,4		29	
Пористость, %	17,5		17,6		17,7		17,6		16,9	
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	4,1		2,4		5,5		4,1		4,5	
Проводимость, 10 ⁻³ мкм ² ·м	71		67		111		88		131	
Нефтенасыщенность, %	59		55,4		59,7		58,2		62,6	
Глинистость, %	11,3		11,0		10,1		10,7		11,5	
Расчлененность	13,3		20,7		12,4		15,1		25	
Параметры и показатели эксплуатации скважин с ГРП/МГРП										
Тип скважины	ГС	ННС	ГС	ННС	ГС	ННС	ГС	ННС	ГС	ННС
Число скважин в выборке	37	87	50	76	42	78	129	241	30	114
Длина горизонтального участка, м	950	-	780	-	815	-	836	-	940	-
Число стадий МГРП	7,3	-	6	-	6,4	-	6,5	-	6,1	-
Масса закачанного проппанта, т/скв (т/стадию, т/операцию)	536 (73)	228 (139)	375 (63)	152 (145)	470 (72)	187 (104)	455 (70)	190 (127)	460 (77)	478 (112)
Количество проппанта на 1 м эффективной толщины, т	8,8		7,4		8,5		8,3		10,1	
Дебит нефти, т/сут: за первый месяц через полгода через 1 год через 2 года	72	30	47	25	59	27	58	28	52	62
	42	15	21	13	27	14	28	14	26	36
	28	12	14	11	17	9	18	11	18	28
	22	10	13	9	13	9	14	9	-	26
Снижение дебита нефти, %: за первый год за 2 года	61	61	70	55	71	66	70	61	65	54
	70	67	73	64	79	67	76	66	-	58
Дебит жидкости, т/сут: за первый месяц через полгода через 1 год через 2 года	109	37	153	56	87	34	119	42	89	72
	61	18	67	34	37	16	56	22	33	43
	35	15	45	28	23	12	36	19	24	35
	29	14	34	22	19	11	29	15	-	44
Снижение дебита жидкости, %: за первый год за 2 года	68	61	71	49	74	63	70	55	73	51
	74	63	78	60	78	68	76	63	-	38
	33	19	67	56	31	21	45	31	41	16
Обводненность, %: за первый месяц через 1 год через 2 года	20	13	67	53	26	16	45	27	25	14
	23	17	62	55	30	20	47	29	-	26
	Добыча нефти, тыс. т/скв: за первый месяц за первый год за 2 года	1,9	1,0	1,6	0,8	2,0	0,9	1,9	0,9	1,5
16		6	9	6	11	5	12	6	11	14
24		10	13	9	16	9	17	9	-	24

Примечание. КП – кустовая площадка.

В частности, в 2017 г. в центральной части месторождения с длительной (более 10 лет) историей разработки на нижний пласт АС₁₂³⁻⁵ с ухудшенными ФЕС было пробурено несколько десятков уплотняющих ГС. В пласте их горизонтальные участки ориентированы вдоль рядов добывающих и нагнетательных скважин с сохранением сформированной ранее рядной системы разработки (рис. 3). Большой интерес вызывает сравнение показателей эксплуатации вновь пробуренных ГС с МГРП с близко расположенными добывающи-

ми ННС основной сетки. С этой целью проанализированы показатели эксплуатации 30 новых уплотняющих ГС и 114 старых ННС, расположенных в районе ГС. Несмотря на то, что период эксплуатации каждой из 30 ГС не превышает одного года, первые результаты показательны и информативны. В большинстве старых ННС анализируемого участка большеобъемные ГРП выполнены одновременно сразу на три пласта, в остальных – на два. За счет ГРП и совместной эксплуатации пластов ННС характеризуются вы-

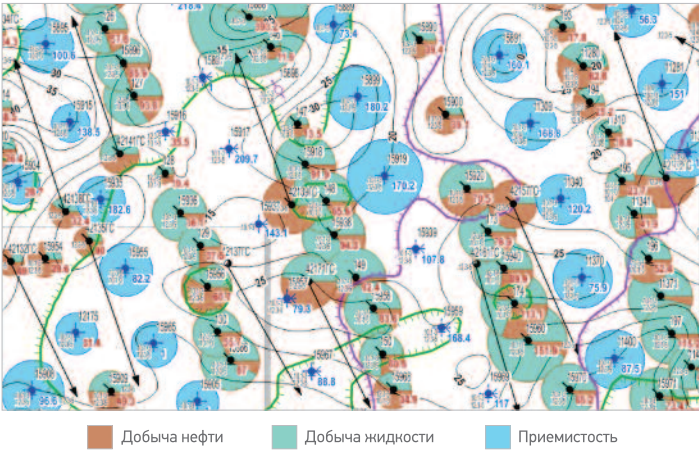


Рис. 3. Схема размещение уплотняющих ГС с МГРП на центральном участке № 4

сокими начальными дебитами, сопоставимыми с дебитами новых уплотняющих ГС, и высокой текущей удельной накопленной добычей нефти. В частности, по 93 из 114 анализируемых скважин (с наибольшим временем эксплуатации – от 6 до 13 лет) в среднем удельная накопленная добыча нефти уже достигла 100 тыс. т/скв и продолжает расти. Это свидетельствует о правильном выборе системы разработки. Главный недостаток ННС – неравномерность выработки запасов по разрезу разрабатываемых пластов. Недостаточная степень выработки особенно низкопроницаемого нижнего пласта АС₁₂³⁻⁵ подтверждается результатами промысловых геофизических исследований и технологическими показателями эксплуатации скважин. На долю пласта приходятся незначительные текущие отборы нефти. Пробуренные на пласт АС₁₂³⁻⁵ уплотняющие ГС с протяженными (около 940 м) горизонтальными участками и большеобъемными МГРП (в среднем шесть стадий по 77 т проппанта на стадию), на первый взгляд, уступают соседним ННС по основным технологическим показателям (см. табл. 3). Начальные дебиты нефти ГС (52 т/сут) на 20 % ниже, темпы их снижения и роста обводненности – выше. Более того, средний дебит нефти (26 т/сут) ГС уже через полгода эксплуатации всего лишь в 1,8 раза выше текущего среднего дебита (14 т/сут) ННС, находящихся в эксплуатации много лет. По сравнению с показателями эксплуатации ННС пласта АС₁₂³⁻⁵ динамика показателей кардинально меняется. Средний дебит нефти ГС с МГРП (с наибольшим временем эксплуатации) за первый год снижается с 52 до 18 т/сут с последующим резким замедлением темпа снижения и относительной стабилизацией дебитов на уровне 15 т/сут. В то же время текущие дебиты нефти окружающих ННС составляют всего лишь 4 т/сут, жидко-

сти – 9 т/сут. Таким образом, дебиты нефти уплотняющих ГС в 3–4 раза выше, чем ННС пласта АС₁₂³⁻⁵.

БУРЕНИЕ УНИКАЛЬНОЙ ГС С МГРП

Как было указано, число стадий МГРП, проведенных в ГС, в среднем составило 6–7. Однако на Приобском месторождении (ЮЛТ) есть и уникальные скважины. В частности, в одной скважине с удлиненным горизонтальным участком (около 1500 м), пробуренной на пласт АС₁₂³⁻⁵, был выполнен 30-стадийный МГРП. Хвостовик ГС полностью зацементирован. Суммарное количество закачанного проппанта составило 1,2 тыс. т (в среднем 40 т на стадию), что в 3 раза больше среднестатистического показателя по рассматриваемому месторождению. В целом показатели эксплуатации самой протяженной и наиболее интенсифицированной гидроразрывом ГС оказались выше, чем соседних ГС, пробуренных на пласт АС₁₂³⁻⁵ в аналогичных геологических условиях. В частности, начальный дебит жидкости был выше более чем в 2 раза, дебит нефти – в 1,4 раза. За первые 1,5 года эксплуатации из этой ГС было добыто

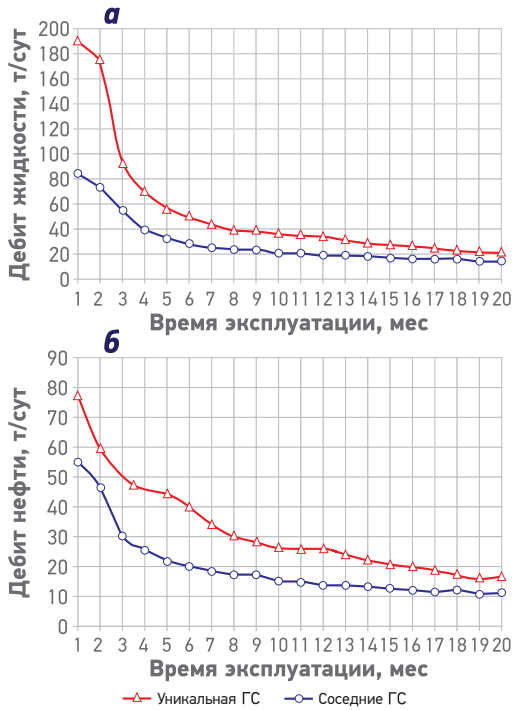


Рис. 4. Сравнение дебитов жидкости (а) и нефти (б) уникальной ГС длиной 1500 м с 30 стадиями МГРП со средними дебитами нефти и жидкости 14 соседних ГС с длиной горизонтального участка 920 м с 7,5 стадиями МГРП

Таблица 4

Дебит жидкости до повторного ГРП, т/сут	Число скважин с кратностью роста дебита жидкости, число раз					Общее число скважин с повторными ГРП	Средняя кратность роста дебита жидкости, число раз
	1–2	2–3	3–4	4–5	>5		
1–10	15	76	106	52	79	328	4,6
10–20	104	186	28	15	7	340	2,4
20–30	67	28	3	1	1	100	1,9
30–40	25	6	2	0	0	33	1,7
40–50	12	3	0	0	0	15	1,7
>50	18	2	0	0	0	20	1,5
Всего	241	301	139	68	87	836	3,2

Таблица 5

Дебит нефти до повторного ГРП, т/сут	Число скважин с кратностью роста дебита нефти, число раз					Число скважин с повторными ГРП	Средняя кратность роста дебита жидкости, число раз
	1–2	2–3	3–4	4–5	>5		
1–5	6	19	37	25	31	118	4,8
5–10	60	214	48	13	6	341	2,6
10–20	236	57	11	2	0	306	1,8
20–30	35	2	0	1	0	38	1,6
>30	29	4	0	0	0	33	1,5
Всего	366	296	96	41	37	836	2,5

18 тыс. т нефти, по соседним ГС – 12 тыс. т. Тем не менее через два года эксплуатации дебиты этой уникальной скважины приблизились к среднестатистическим по ближайшим ГС (рис. 4). К особенностям МГРП в уникальной скважине относится «бесшаровая» технология. Благодаря ей в течение всего срока эксплуатации скважины можно проводить геофизические исследования, а при необходимости – повторные ГРП.

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВТОРНЫХ ГРП

Анализ эффективности повторных ГРП, число которых ежегодно увеличивается, представляет большой интерес. В рамках проведенного исследования авторы проанализировали практически весь фонд скважин, на котором выполнены повторные ГРП. Информация обработана по 836 скважинам, обобщенные результаты представлены в табл. 4, 5 и на рис. 5. Установлено, что в 80 % случаев повторные ГРП проводили в низкодебитных скважинах (с дебитом жидкости менее 20 т/сут). В этих скважинах получен наибольший эффект. Так, средняя кратность роста дебита жидкости составила 3,5 раза по сравнению с дебитами до остановки скважин. В скважинах с более высоким дебитом (более 20 т/сут до повторных ГРП) эффект повторных ГРП несколько ниже. Средняя кратность роста дебита жидкости равна 1,8 раза. Среднее значение этого показателя, рассчитанное по

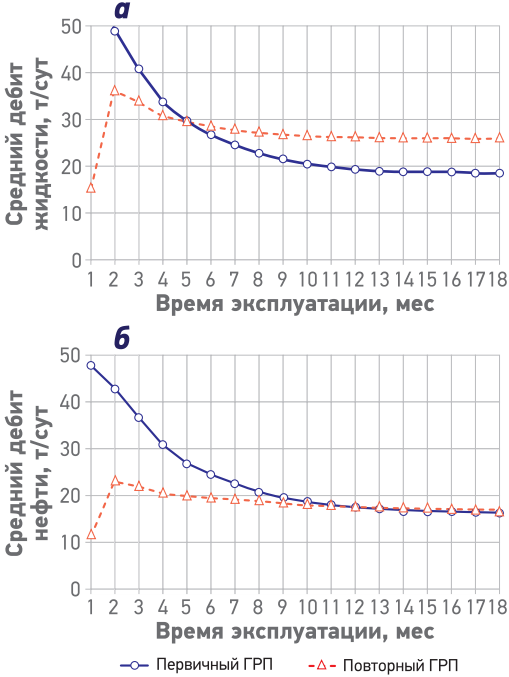


Рис. 5. Динамика средних дебитов жидкости (а) и нефти (б) по 836 скважинам ЮЛТ после первичных и повторных ГРП

всему фонду анализируемых скважин, составляет 3,2 раза, по дебиту нефти – 2,5 раза. Оценка эффекта от повторных ГРП по приросту среднего дебита жидкости свидетельствует о его росте от 15 до 36 т/сут, что на 1/3 ниже начальных дебитов при вводе скважин в эксплуатацию после первичных

ГРП. Темпы снижения дебитов скважин после повторных операций ГРП значительно ниже, чем после первичных ГРП. Средний дебит нефти до повторных ГРП составлял 11,5 т/сут, после них увеличился до 23 т/сут, или в 2 раза. С учетом масштабы проведения работ это обеспечило существенный прирост добычи нефти по Приобскому месторождению.

ВЫВОДЫ

1. Большеобъемные ГРП являются основной технологией разработки низкопроницаемых коллекторов уникального Приобского месторождения. Операции ГРП выполнены в более чем 4 тыс. скважин, причем в каждом пласте общего эксплуатационного объекта АС₁₀₋₁₂.
2. Современный тренд в технологии разработки месторождения – активное применение горизонтальных скважин с МГРП, что позволяет частично разукрупнить общий эксплуатационный объект АС₁₀₋₁₂ при разработке залежей нефти с трудноизвлекаемыми запасами. Следствием этого является ежегодное увеличение доли МГРП в общем числе проведенных гидроразрывов.
3. При средней длине горизонтального участка ГС, равной 840 м, удельное число стадий проведенных большеобъемных МГРП составляет 6,3. За одну скважино-операцию ГРП в ННС закачено в среднем 100 т проппанта, в ГС – 456 т, в БГС – 237 т.
4. ГРП позволяет обеспечить высокие начальные дебиты как ННС, так и ГС. Тем не менее во всех случаях отмечается значительное их сни-

жение в течение первого года эксплуатации: в ННС – на 55–60 %, в ГС – на 70 %. 5. Эксплуатация ГС с увеличенной (до 1500 м) длиной горизонтального участка и многими десятками стадий МГРП в особо низкопроницаемом пласте АС₁₂³⁻⁵ характеризуется положительными результатами. Однако комплексный технико-экономический анализ имеющихся здесь разносторонних рисков не позволяет сделать вывод о целесообразности массового распространения данного опыта. 6. Широкое применение повторных ГРП в условиях Приобского месторождения вполне оправданно. Кратность роста дебита жидкости при этом (по сравнению с дебитами на момент остановки скважин) равна 3,2 раза, кратность роста дебита нефти – 2,5 раза. Дебиты скважин после повторных ГРП возрастают, поддерживаются на рентабельных уровнях, хотя и не достигают значений, полученных при вводе скважин в эксплуатацию после первичных ГРП. 7. На этапе дальнейшей разработки Приобского месторождения роль ГРП как основной технологии извлечения трудноизвлекаемых запасов сохранится. С учетом усложняющихся геологических условий бурения новых скважин в крайних зонах (малые толщины, проницаемость менее 0,001 мкм²) потребуются освоить в промышленных масштабах новые технологии: бурение многозабойных скважин с проведением МГРП в каждом стволе, смена агентов вытеснения, разработка отдельных участков на естественном режиме и др.

Список литературы

1. Янин К. Е., Черевко М. А. Первые результаты применения многостадийных гидроразрывов в горизонтальных скважинах Приобского месторождения (ЮЛТ) // «Нефтяное хозяйство». – 2015. – № 2. – С. 74–77.
2. Янин А. Н., Янин К. Е., Черевко М. А. Ретроспективный анализ системного применения гидроразрыва пластов на Приобском месторождении (ЮЛТ) // Территория Нефтегаз. – 2014. – № 9. – С. 48–57.

Reference

1. Yanin K.E., Cherevko M.A., *The first results of the application of multi-stage hydraulic fracturing in horizontal wells of Priobskoye field* (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2015, no. 2, pp. 74-77.
2. Yanin A.N., Yanin K.E., Cherevko M.A., *Retrospective analysis of hydraulic seam fracturing system application at Priobskoe Field* (South licensed area) (In Russ.), Territoriya NEFTEGAZ, 2014, no. 9, pp. 48-57.

УДК
622.276.53./057-33
© А.Е. Кучурин,
Е.А. Кибирев,
А.М. Кунакова, 2019

ИСПЫТАНИЯ КЛАПАНОВ-ОТСЕКАТЕЛЕЙ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ОТ ЖИДКОСТЕЙ ГЛУШЕНИЯ ПРИ СМЕНЕ УСТАНОВКИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»

TEST OF SHUT-OFF VALVES FOR PROTECTION OF RESERVOIR FROM KILL FLUIDS DURING REINSTALL ESP AT OIL FIELDS OF GAZPROM NEFT

А.Е. Кучурин, Е.А. Кибирев, А.М. Кунакова, к.х.н.
Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Электронный адрес: Kuchurin.AE@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: скважина, глушение, клапан-отсекатель, нефть

А.Е. Kuchurin, Е.А. Kibirev, А.М. Kunakova Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

In the article describes the complications encountered during kill of wells at the fields of the company Gazprom Neft. Presented of the results of the field test trials of shut-off valves of various designs and various principles of action. Presented their disadvantages and advantages identified during the tests conducted in various regions of the Company's presence are presented.

Keywords: well, well killing, shut-off valve, oil

DOI: 10.24887/2587-7399-2019-1-46-51

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время большинство месторождений компании находится на зрелой стадии разработки, когда проблема глушения скважин становится особенно актуальной [1]. Первоочередной задачей является предотвращение поглощения технологических жидкостей глушения и последующих осложнений [2]. В условиях низких пластовых давлений или при высоком газовом факторе жидкости глушения способны проникать в продуктивные пласты и снижать их фильтрационные характеристики. При недостаточном объеме исследований скважин возможны ошибки в определении пластового давления и, как следствие, выбор жидкости глушения с

плотностью, не соответствующей скважинным условиям. Так, в 2015 г. причинами повторных глушений скважин в одном из дочерних обществ компании «Газпром нефть» стали поглощение технологических жидкостей глушения вследствие недостоверного и нестабилизированного пластового давления (53 % случаев) и наличие зон разломов (47 %). В 2016 г. 89 % поглощений вследствие недостоверно определенного пластового давления, 11 % – из-за ранее проведенных обработок призабойной зоны пласта. При наличии пластов с аномально высоким пластовым давлением требуется применение утяжеленных жидкостей глушения, что влечет за собой значительные финансовые затраты [3].

Указанные факторы создают ряд проблем при освоении и выводе скважин на режим. Для восстановления притока пластовых флюидов к скважине может потребоваться дополнительное воздействие на призабойную зону пласта или значительно увеличиться время вывода скважины на установившийся технологический режим. С целью предотвращения перечисленных осложнений в компании реализуется технологическая стратегия по повышению эффективности эксплуатации скважин, одно из направлений которой – поиск и испытание технологий, направленных на снижение негативного воздействия технологических жидкостей глушения на продуктивные пласты. По результатам поиска и анализа имеющихся на рынке технологий сотрудники компании приняли решение провести опытно-промышленные испытания (ОПИ) клапанов-отсекателей различных производителей: ООО НПФ «Октябрьский пакер», ООО «Комплекс», АО «Сибнефтемаш», ЗАО «ИПЦ Фактор-К» и ООО «Нью Тек Сервисез». Продолжительность ОПИ составила 180 сут. Все испытываемые клапаны-отсекатели, устанавливаются в эксплуатационной колонне на 10–30 м выше продуктивного пласта. Конструкции всех клапанов позволяют проводить смену установки электроцентробежных насосов (УЭЦН) без глушения скважин [4], предварительно обеспечив замещение флюида в затрубном пространстве на раствор глушения. Клапаны-отсекатели, предназначенные для защиты продуктивного пласта от влияния жидкостей глушения, можно разделить на клапаны, работающие при пластовом давлении ниже гидростатического, и клапаны-отсекатели двухстороннего действия, которые защищают пласт при любом пластовом давлении.

ИСПЫТАНИЕ КЛАПАНОВ-ОТСЕКАТЕЛЕЙ В ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ХАНТОС»

В ООО «Газпромнефть Хантос» проводили испытания двух комплектов клапанов-отсекателей 1ПРОК-КЗП (рис. 1) производства ООО НПФ «Октябрьский пакер». Открытие и закрытие клапана-отсекателя такого типа осуществляются посредством создания гидростатического давления над клапаном. Давление открытия и закрытия клапана регулируется в пределах 5–15 МПа поджатием регулировочной пружины. Для проверки работоспособности конструкции клапана-отсекателя провели испытания оборудования в добывающих скважинах Приобского месторождения. Выбор скважин-



Рис. 1. Схема клапана-отсекателя 1ПРОК-КЗП производства ООО НПФ «Октябрьский пакер»

кандидатов осуществляли в порядке отказа УЭЦН и выхода скважин в текущий ремонт. Первый клапан установили в феврале 2017 г. в скв. 1 на глубине 2820 м при периодическом режиме работы скважины, второй – также в феврале 2017 г. в скв. 2 при постоянном режиме работы скважины. Параметры работы скважин представлены в таблице.

Номер скважины	Дебит жидкости, м³/сут	Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %	Пластовое давление, МПа	Глубина забоя, м
Приобское месторождение					
1	6,6	3,4	7,5	21,0	3035
2	59,5	3,8	92,2	6,3	2527
Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение					
3	88,5	33,1	55,4	21,2	2998
4	18,5	15,4	0,2	23,3	2906
5	110,7	56,48	41,2	18,2	2830
Урманское месторождение					
6	79,9	0,1	99,9	27,0	2948
Вынгапуровское и Спорышевское месторождения					
7	107,2	3,9	96,8	27,8	2923
8	278	5,1	97,9	14,92	1821
9	28	6,1	90,9	35,8	2799
Романовское месторождение					
10	109	7,7	91,9	30,3	3764

После установки клапанов-отсекателей выполнили их контрольное закрытие, провели гидравлические испытания скважинного оборудования, результат был получен отрицательный. После консультаций с производителем оборудования приняли решение об извлечении клапанов-отсекателей во время ремонта и отправке производителю для доработки.

ИСПЫТАНИЕ КЛАПАНОВ-ОТСЕКАТЕЛЕЙ В ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ОРЕНБУРГ»

В ООО «Газпромнефть Оренбург» прошли испытания три клапана-отсекателя КЗП ДОК-146 (рис. 2) производства компании ООО «Комплекс». Установка клапана-отсекателя возможна в скважинах с углом наклона до 89°. Открытие и закрытие клапана происходят за счет перепада давления в подпакерной и надпакерной зонах. При доливе жидкости глушения в скважину клапан-отсекатель закрывается, при работе насоса и снижении гидростатического уровня жидкости над клапаном-отсекателем – открывается. Клапан-отсекатель предназначен для установки в скважинах с пластовым давлением ниже гидростатического.

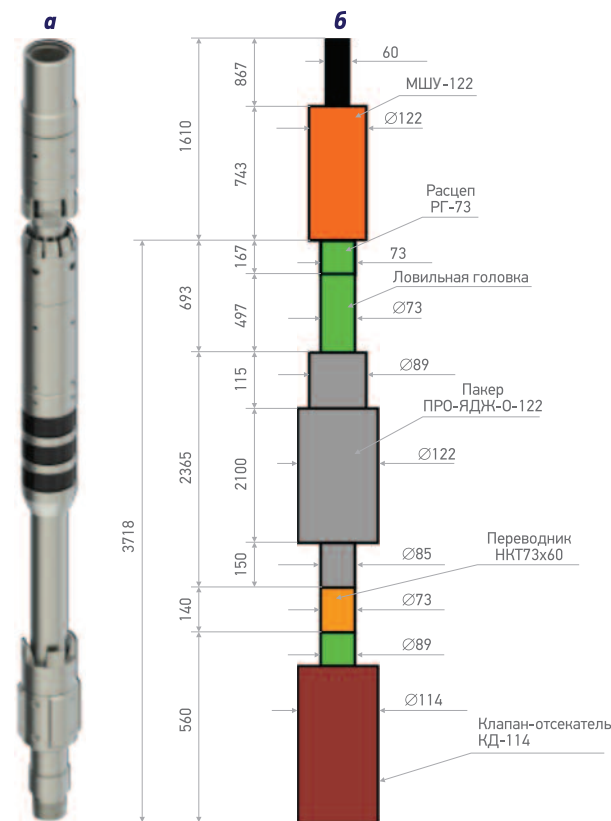


Рис. 2. Общий вид (а) и схема (б) клапана-отсекателя КЗП ДОК-146 производства ООО «Комплекс»

Для проверки работоспособности конструкции клапаны-отсекатели испытали в добывающих скважинах Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Первый клапан-отсекатель установлен в феврале 2017 г. в скв. 3, второй – в мае 2017 в скв. 4, третий – в июне 2017 г. в скв. 5. Все скважины работают в постоянном режиме. Параметры работы скважин представлены в таблице. После установки клапанов-отсекателей выполнили их контрольное закрытие, провели гидравлическое испытание скважинного оборудования, результат получен положительный.

ИСПЫТАНИЕ КЛАПАНОВ-ОТСЕКАТЕЛЕЙ В ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ВОСТОК»

В ООО «Газпромнефть-Восток» выполнили испытание одного клапана-отсекателя 2 ПД-КО (рис. 3) производства АО «Сибнефтемаш». Установка клапана-отсекателя возможна в скважинах с углом наклона до 89°. Открытие и закрытие клапана происходят за счет перепада давления в подпакерной и надпакерной зонах: при замещении флюида в затрубном пространстве клапан-отсекатель закрывается, при работе насоса и снижении гидростатического уровня жидкости – открывается. Клапан-отсекатель применяется в скважинах с пластовым давлением ниже гидростатического.

Для проверки работоспособности конструкции клапана-отсекателя оборудование испытали в добывающей скважине Урманского месторождения. Клапан-отсекатель установили в июне 2017 г. в скв. 6. Параметры работы скважины представлены в таблице. После установки клапана-отсекателя выполнили контрольное закрытие. Для проверки работоспособности оборудования провели гидравлические испытания скважинного оборудования, результат – положительный.

ИСПЫТАНИЕ КЛАПАНОВ-ОТСЕКАТЕЛЕЙ В ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-НОЯБРЬСК»

В ООО «Газпромнефть-Ноябрьск» выполнили испытания трех клапанов-отсекателей ИРТ-500 (рис. 4) производства компании ООО «Фактор-К». Клапанный механизм плунжерного типа с механической фиксацией плунжера в крайних положениях за счет защелки лабиринтного типа, примененный в конструкции клапана-отсекателя, может устанавливаться во всех типах скважин как с низким, так и с высоким пластовым давлением. В случае необходимости перекрытия скважины для замены УЭЦН в ней создается давление, превышающее внутрискважинное

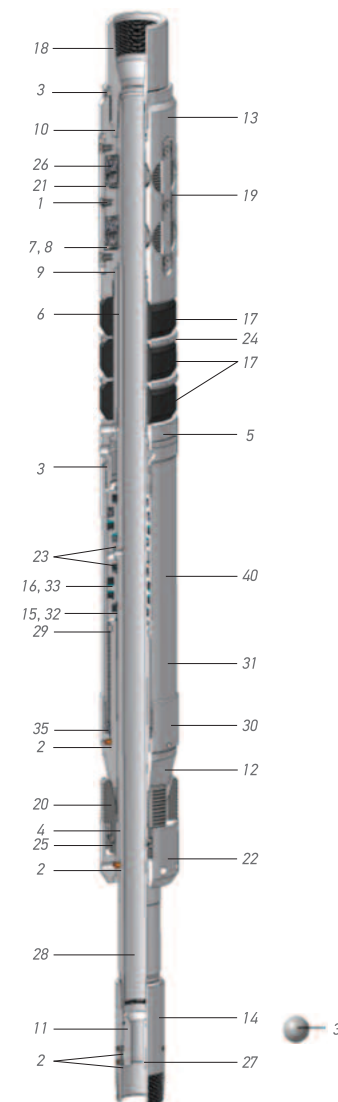


Рис. 3. Схема клапана-отсекателя 2 ПД-КО производства АО «Сибнефтемаш»:

1 – винт; 2 – винт срезной; 3 – винт стопорный; 4 – втулка; 5 – гайка нажимная; 6 – гильза; 7 – кольцо защитное; 8, 9, 10, 11 – кольца уплотнительные; 12 – конус; 13 – корпус; 14 – корпус клапана; 15, 16 – манжеты; 17 – манжета уплотнительная; 18 – муфта; 19 – планка; 20 – плашка; 21 – плашка круглая; 22 – плашкодержатель; 23 – поршень; 24 – проставка; 25, 26 – пружины; 27 – седло; 28 – ствол; 29 – сухарь; 30 – толкатель; 31 – цилиндр; 32, 33 – шайбы защитные; 34 – шарик; 35 – штифт

на 7 МПа. При этом шар клапанной пары попадает в седло, перекрывая поток рабочей жидкости через клапан. Плунжер с механизмом переключения сдвигается вниз на величину хода штифтов в канавках механизма переключения. Пазы плунжера и отверстия муфты разобщаются. Рабочая среда, находящаяся в полости плунжера и ограниченная механизмом переключения, дросселирует через отверстия плунжера и межтрубное пространство и вытесняется в подклапанную зону, демпфируя ударные нагрузки. В конце хода механизм переключения поворачива-

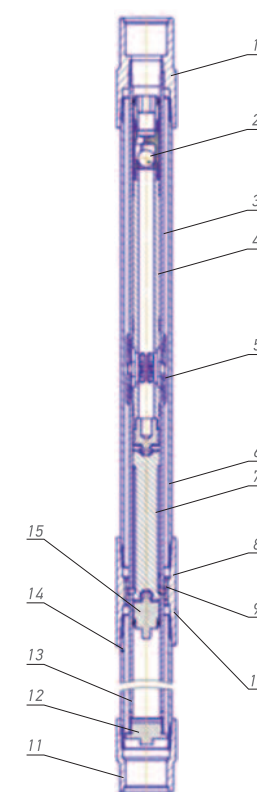


Рис. 4. Схема клапана-отсекателя ИРТ-500 производства ООО «Фактор-К»:

1, 5, 8, 11 – муфты; 2 – клапанная пара; 3, 13 – цилиндры; 4 – плунжер; 6, 14 – трубы; 7 – механизм переключения; 9 – фиксатор; 10 – штифт; 12 – наконечник центрирующий; 15 – упор

ется на 45° за счет профиля канавок. При снятии подаваемого в скважину давления рабочая среда под действием внутрискважинного давления, поднимаясь из подклапанной зоны, приводит в движение механизм переключения, и клапан закрывается. Для открытия клапана-отсекателя необходимо снова создать давление в скважине и снять его. При создании давления клапан переключится в промежуточное положение, при снятии давления механизм переключения открывается.

Проверку работоспособности оборудования провели в трех добывающих скважинах Вынгапуровского и Спорышевского месторождений. Параметры работы скважин представлены в таблице.

Первый клапан-отсекатель установлен в ноябре 2016 г. в скв. 7 Вынгапуровского месторождения. Скважина эксплуатируется в режиме периодических кратковременных включений. Клапан-отсекатель находится в работе более 550 сут. За это время провели две проверки работоспособности оборудования с помощью гидравлических испытаний, результат – положительный.

Второй клапан-отсекатель установили в

мае 2017 г. на скв. 8 Спорышевского месторождения. Клапан отработал 42 сут. Провели проверку оборудования на работоспособность с помощью испытания скважины на герметичность, результат положительный. Однако в процессе создания давления для открытия клапана произошло нарушение герметичности эксплуатационной колонны, что не позволило активировать клапанный механизм и перевести его в открытое состояние. После ряда технологических операций клапан-отсекатель извлекли из скважины. Осмотр оборудования показал, что его полости забиты песком. Выполнив очистку от песка, провели проверку оборудования на работоспособность, результат – положительный. Третий клапан-отсекатель установили в скв. 9 Вынгапуровского месторождения. Клапан-отсекатель находился в скважине 9 сут. За это время скважину не смогли вывести на режим из-за отсутствия притока. Оборудование было извлечено из скважи-

ны. Осмотр клапана-отсекателя показал, что его полости забиты песком. Выполнив очистку оборудования от песка, провели проверку на работоспособность, результат – положительный.

ИСПЫТАНИЯ КЛАПАНОВ-ОТСЕКАТЕЛЕЙ В ООО «ГАЗПРОМ-НЕФТЬ-МУРАВЛЕНКО» ФИЛИАЛ АО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-НОЯБРЬСКНЕФТЕГАЗ»

В ООО «Газпромнефть-Муравленко» испытывался один образец клапана-отсекателя FPV «Defender» (рис. 5) производства ООО «Нью Тек Сервисез». Клапан-отсекатель предназначен для всех типов скважин, эксплуатирующихся с помощью УЭЦН. Он представляет собой двухплащечную систему двухстороннего действия, рассчитанную на перепад давления над и под клапаном до 35,0 МПа, которая механически открывается и закрывается при помощи толкателя. Толкатель, устанавливаемый под УЭЦН, представляет собой трубу длиной около 1,5 м. При спуске УЭЦН на заданную глубину толкатель проходит в корпус клапана-отсекателя и открывает плашки с запорным механизмом. При извлечении УЭЦН толкатель выходит из корпуса клапана-отсекателя и запорный механизм с плашками закрывается. Конструкция клапана-отсекателя позволяет проводить пластовые исследования скважины при извлечении УЭЦН, спуская прибор, установленный в колонне НКТ вместо толкателя. Клапан-отсекатель в апреле 2017 г. установлен в скв. 10 Романовского месторождения. Параметры работы скважины приведены в **таблице**. Клапан-отсекатель находился в работе 14 сут. За это время скважину не смогли вывести на режим. Извлекли оборудование и провели разбор ситуации, который показал, что полость клапана-отсекателя забита предположительно нефтепесчанопарафинистыми отложениями с присутствием в них клямсы, металлической проволоки, окарины, резиновых элементов стороннего происхождения и др. Было сделано заключение о низком качестве подготовки скважины и проведения спускоподъемных операций. Испытания и опытная эксплуатация рассмотренных клапанов-отсекателей в компании будут продолжены. Наиболее совершенные конструкции планируется применять серийно.

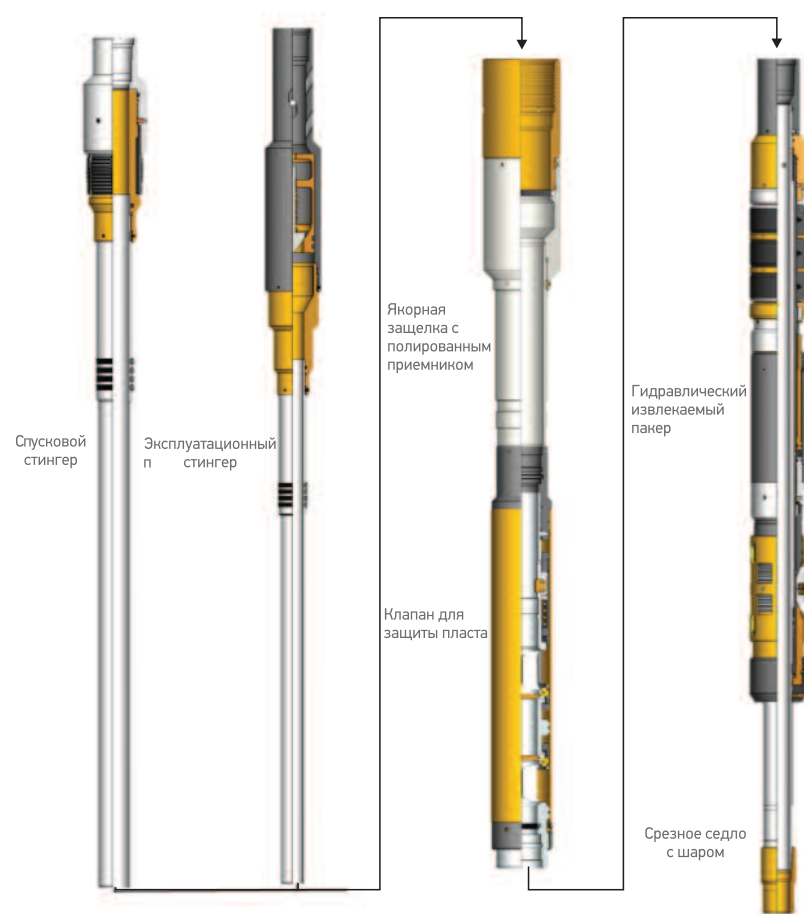


Рис. 5. Схема клапана-отсекателя FPV «Defender» производства ООО «Нью Тек Сервисез»

ВЫВОДЫ

1. Испытано пять различных конструкций клапанов-отсекателей. Положительные результаты получены при испытании клапанов-отсекателей КЗП ДОК-146 производства ООО «Комплекс» и 2 ПД-КО производства АО «Сибнефтемаш».
2. Причины неудачных испытаний заключаются в конструктивных недоработках клапанов (1ПРОК-КЗП производства ООО НПФ «Октябрьский пакер»), а также низком качестве подготовки скважин и проведения спускоподъемных операций (ИРТ-500 производства ООО «Фактор-К», FPV «Defender» производства ООО «Нью Тек Сервисез»)
3. Клапаны-отсекатели, предназначенные для установки в скважинах с пластовым давлением ниже гидростатического и высоким газовым фактором, имеют простую конструкцию и успешно прошли испытания на активах компании (КЗП ДОК-146 и 2

ПД-КО). Их недостаток – ограниченность применения.

4. Клапаны-отсекатели, предназначенные для установки в скважинах с пластовым давлением выше гидростатического, имеют высокий потенциал применения (ИРТ-500 и FPV «Defender»). К недостаткам клапанов-отсекателей такого типа можно отнести сложность конструкции и повышенные требования к качеству изготовления оборудования и подготовки скважины при текущем и капитальном ремонтах.

Список литературы

1. *Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин* / Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. – М.: Недра, 2001. – 543 с.
2. *Кадетов А.В.* Оборудование и технологии НПФ «Пакер» для эксплуатации осложненного фонда скважин // Инженерная практика. – 2016. – № 4. – С. 31–37.
3. *Кунакова А.М., Дурягин В.Н.* Повышение экономической эффективности глушения скважин с использованием новых технологических жидкостей // ПРОНЕФТЬ. – 2016. – № 2. – С. 61–63.
4. *Ануфриев С.Н.* Добыча нефти механизированными способами на шельфе – МЛСП «Приразломная» // Нефтегазовая вертикаль. – 2015. – № 17–18. – С. 92–93.

Reference

1. Basarygin Yu.M., *Tekhnologicheskie osnovy osvoeniya i glusheniya neftyanykh i gazovykh skvazhin* (Technological basis for the development and killing of oil and gas wells), Moscow: Nedra Publ., 2001.
2. Kadetov A.V., *Equipment and technologies of the Packer company for the operation of a complicated well stock* (In Russ.), Inzhenernaya praktika, 2016, no. 4, pp. 31–37.
3. Kunakova A.M., Duryagin V.N., *The improvement of economic efficiency of the well control process by the implementation of new process liquids* (In Russ.), PRONEFT'. Professional'no o nef'ti, 2016, no. 2, pp. 61–63.
4. Anufriev S.N., *Oil production by mechanized methods on the shelf - Prirazlomnaya OIFP* (In Russ.), Neftegazovaya vertikal', 2015, no. 17–18, pp. 92–93.

ВНЕДРЕНИЕ ЦИФРОВОЙ ИНФОРМАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ «ПОДБОР ГТМ» НА ОБЪЕКТАХ НИС А.Д. НОВИ САД

DEPLOYMENT OF WELL INTERVENTIONS SELECTION DIGITAL INFORMATION SYSTEM AT NIS A.D. NOVI SAD FACILITIES

О.Н. Чернокурова

НИС а.д. Нови Сад

М.А. Пилипенко, Р.Р. Ягфаров, М.А. Билута

ООО «НТЦ НИС-Нафtagас» д.о.о. Нови Сад

Р.Н. Асмандияров, Р.З. Зулкарниев, Р.Н. Студинский,

Е.В. Растегаева, Д.С. Воробьев

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Электронный адрес: Studinskiy.RN@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: геолого-технические мероприятия (ГТМ), гидроразрыв пласта (ГРП), уплотняющее бурение

O.N. Chernorukova Nis a.d., Novi Sad,

M.A. Pilipenko, R.R. Yagfarov, M.A. Biluta

NTC NIS-NAFTAGAS d.o.o., Novi Sad

R.N. Asmandiyarov, R.Z. Zulkarniev, R.N. Studinskiy, E.V. Rastegaeva, D.S. Vorobyev

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

Seeking to optimize the development of integrated well interventions programs for NIS a.d. Novi Sad facilities, trial deployment of Well Interventions Selection digital information system was initiated in 2018. The project is considered innovative due to the development of well interventions selection algorithms and criteria integrated into the Well Interventions Selection digital information system (DIS). The Well Interventions Selection DIS is a web-interface based system where users can work in online mode; this approach enables a higher-quality planning of well intervention activities, since all computations, data exchange and retention of well intervention decisions history are handled within a single system. The trials involved computations to select well intervention activities at 8 first-stage fields of NIS a.d. Novi Sad (Velebit, Jermenovci, Elemir, Kikinda Zapad X, Kasidol, Karadordevo, Turija-Sever and Idjos). NIS a.d. Novi Sad prepared a long list with 53 candidates for infill drilling and 40 candidates for fracking jobs. These computations resulted in preparation of a potential well interventions program, assessment of well interventions efficiency and identification of related risks. Out of the proposed candidates, two infill wells have been drilled and one fracking job completed to this date. The selection algorithm results are found to be acceptable, and the technique has been cleared for further elaboration. Employment of information technologies in the development of well interventions programs helped upgrade the culture of engineering approach, computerize the processes of initial selection of wells subject to intervention, promptly acquire computation results for large-stock fields, improve the quality of selection of wells subject to intervention, and make the process informative thanks to real-time operation.

Keywords: digitization, well interventions, hydraulic fracturing (fracking), infill drilling

DOI: 10.24887/2587-7399-2019-1-52-55

ВВЕДЕНИЕ

В 2018 г. началась апробация внедрения цифровой информационной системы (ИС) «Подбор ГТМ» на объектах НИС а.д. Нови Сад (Республика Сербия). Цели цифровизации процессов геолого-технических мероприятий (ГТМ) следующие.

1. Повышение качества формирования программ ГТМ. Автоматизация процессов по подбору потенциальных скважин для ГТМ дает возможность переориентировать деятельность инженера с рутинных операций на экс-

пертизу и выбор наиболее эффективных скважин и технологий.

2. Максимизация вовлечения ресурсов – в режиме реального времени становятся доступными результаты оценки потенциально-го числа ГТМ.

3. Принятие оперативных и стратегически эффективных решений. Высокие информативность, скорость расчетов, автоматизация решения задач выводят процесс формирования программ ГТМ на более качественный уровень выполнения работ.

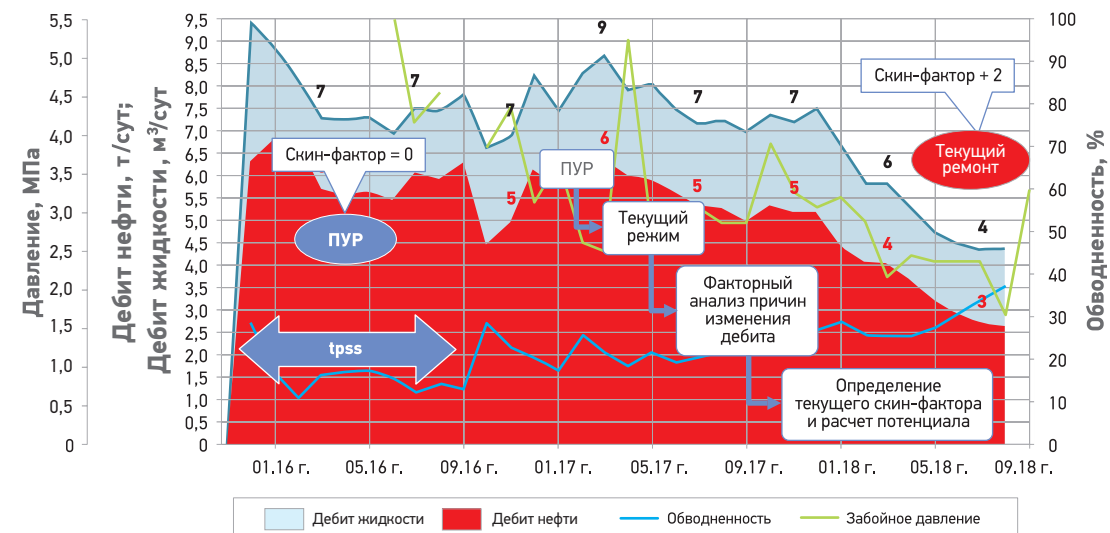


Рис. 1. Подбор скважины-кандидата для проведения ГРП (ПУР – псевдоустановившийся режим; $tpss$ – время выхода на псевдоустановившийся режим; красными цифрами обозначен дебит нефти; черными – дебит жидкости)

Новизна проекта заключается в разработке алгоритмов и критериев подбора ГТМ, интегрированных в цифровую ИС «Подбор ГТМ». Алгоритмы подбора ГТМ в цифровой системе включают поиск участков с остаточными извлекаемыми запасами, выбор скважин, оценку рисков, расчет эффективности и ранжирование скважин по приоритетности. В рамках апробации выполнены расчеты по подбору ГТМ на восьми месторождениях первой очереди (Velebit, Jermenovci, Elemir, Kikinda Zapad X, Kasidol, Karadordevo, Turija-Sever, Idjos).

ПРОЦЕССЫ ЦИФРОВИЗАЦИИ ПОДБОРА СКВАЖИН ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГТМ

Эксплуатация скважин в режиме потенциальных геологических и технологических возможностей является одним из важных факторов, влияющих на эффективную выработку запасов углеводородов. В настоящее время на базовом фонде выбранных объектов НИС а.д. Нови Сад наиболее успешными видами ГТМ для интенсификации добычи нефти являются следующие:

- уплотняющее бурение;
- гидроразрыв пласта (ГРП), направленный на восстановление и увеличение продуктивности скважин, приобщение нефтенасыщенных пластов;
- перевод скважин на выше- и нижележащий горизонты с целью выработки остаточных запасов пластов, объектов, расположенных выше или ниже основного объекта разработки

Подбор скважин-кандидатов для проведения ГРП. ИС «Подбор ГТМ» позволяет найти скважины, в которых наблюда-

ется снижение продуктивности, с неоптимальной геометрией трещины, а также скважины для приобщения пластов. Далее проводится тестирование скважин-кандидатов на риски: определяются запасы, наличие воды, газа по результатам интерпретации геофизических исследований скважин, толщина глинистой перемычки между контактами, риски прорыва фронта нагнетаемой воды, анализируется энергетическое состояние пласта, оцениваются риски технического характера и результаты промыслово-геофизических исследований, остановочные параметры работы по ограничению базового дебита и обводненности. Система рисков включает весовые коэффициенты и позволяет впоследствии ранжировать скважины по приоритетности. На заключительном этапе оценивается эффективность ГТМ.

На **рис. 1** на примере скв. XX месторождения Jermenovci представлен подбор скважины для проведения ГРП.

По результатам адаптации истории работы скважины и проведения факторного анализа изменения дебита нефти цифровая система позволила определить текущий положительный скин-фактор и рекомендовать данную скважину для осуществления ГРП. ИС «Подбор ГТМ» дает возможность оперативно рассчитать весь фонд скважин по заданному пользователем алгоритмам и критериям, после чего рекомендовать скважины для проведения ГРП [1–3].

Подбор скважин-кандидатов для уплотняющего бурения. Алгоритм подбора скважин для уплотняющего бурения представлен на **рис. 2**. Для выбора оптимальной зоны для уплотняющего бурения с помощью программного комплекса NGT-Smart

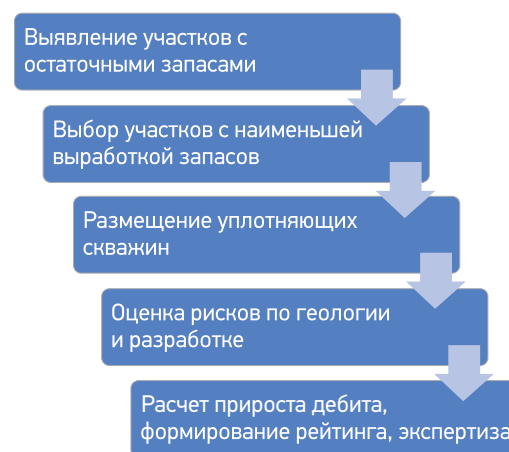


Рис. 2. Алгоритм подбора скважин для уплотняющего бурения

предварительно строятся карты: остаточных нефтенасыщенных толщин, выработки запасов, прогнозной обводненности и проницаемости. В областях с наименьшей выработкой и остаточными нефтенасыщенными толщами размещаются проектные уплотняющие скважины. После этого в системе выполняются полноценная оценка рисков и расчет эффективности скважин-кандидатов (рис. 3). Запасы проектных скважин рассчитываются по ячейкам Вороного с учетом интерференции с действующими скважинами (рис. 4).

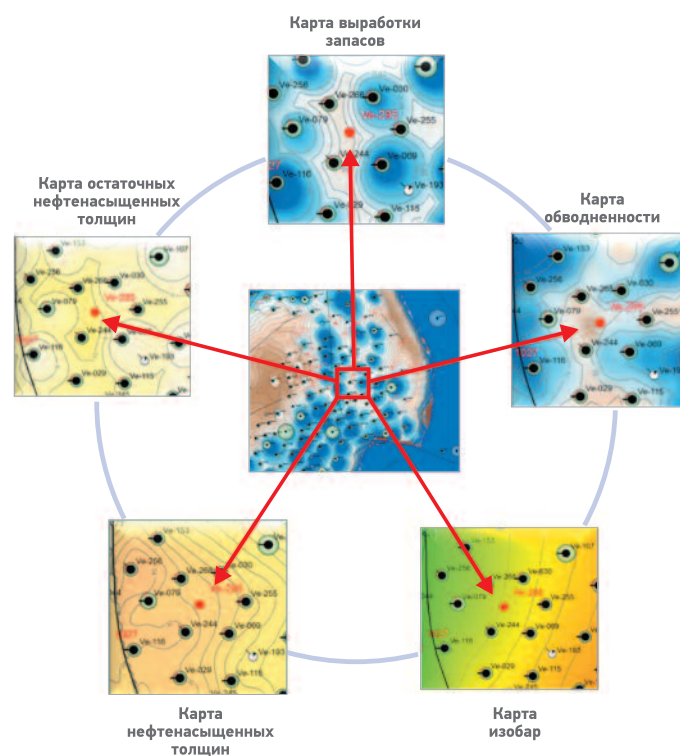


Рис. 3. Поиск участков для уплотняющего бурения

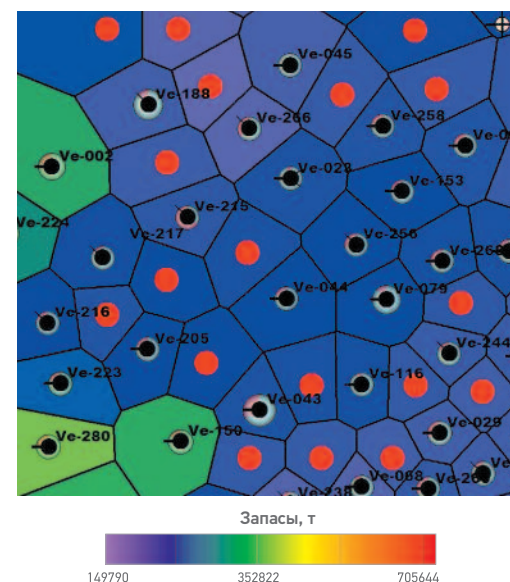


Рис. 4. Оценка запасов по ячейкам Вороного

Проведенные расчеты подтверждены бурением первых двух уплотняющих скважин, по ним достигнуты плановые показатели. Эффективность методик подбора ГТМ на месторождении Elemir подтверждает включение в производственную программу значительной части предложенных мероприятий по уплотняющему бурению и ГРП (рис. 5).

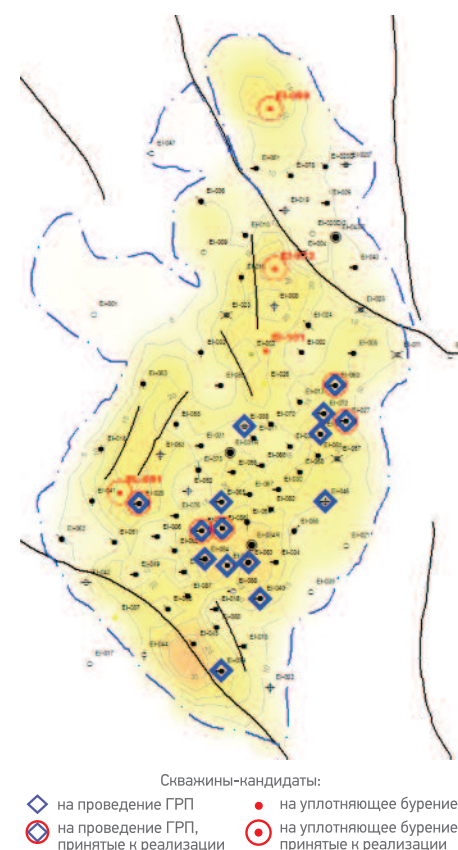


Рис. 5. Подбор скважин-кандидатов на уплотняющее бурение и проведение ГРП на месторождении Elemir

РЕЗУЛЬТАТЫ АПРОБАЦИИ ЦИФРОВОЙ ИНФОРМАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ «ПОДБОР ГТМ»

В ходе апробации выполнены расчеты по подбору ГТМ на восьми месторождениях НИС а.д. Нови Сад первой очереди (Velebit, Jermenovci, Elemir, Kikinda Zapad X, Kasidol, Karadordevo, Turija-Sever, Idjos), подготовлен расширенный список из 53 скважин-кандидатов на уплотняющее бурение и 40 скважин-кандидатов на проведение ГРП. После проверки данного списка специалистами НИС и НТЦ НИС в части уплотняющего бурения 18 скважин совпали с текущим рейтингом, 21 скважина-кандидат – ниже критериев рентабельности при текущих сценарных условиях, 14 – требуют дополнительных исследований с целью оценки рисков в сложных коллекторах фундамента; в части ГРП 8 скважин-кандидатов соответствуют ранее принятым программам, для 15 – необходимо внедрение технологии ГРП в условиях низкого пластового давления, для 17 – требуется дополнительная оценка рисков прорыва воды по нижележащему трещиноватому коллектору. Таким образом, по результатам расчетов сформирована потенциальная программа ГТМ, оценена эффективность, обозначены риски. Из предложенных скважин-кандидатов на данный момент пробурено две уплотняющие скважины и проведен один ГРП. Методика принята для дальнейшего развития.

ВЫВОДЫ

1. В рамках цифровизации процессов ГТМ проведена апробация методик подбора скважин для проведения ГРП и уплотняющего бурения на объектах НИС а.д. Нови Сад с помощью цифровой информационной системы «Подбор ГТМ».
2. Выполнены расчеты по подбору ГТМ на восьми месторождениях первой очереди (Velebit, Jermenovci, Elemir, Kikinda Zapad X, Kasidol, Karadordevo, Turija-Sever, Idjos). Результаты работы алгоритма оценены как положительные, методика принята для дальнейшего развития.
3. Применение информационных технологий в процессе формирования программ ГТМ позволяет автоматизировать первичный подбор скважин-кандидатов для проведения ГТМ, в том числе оценить потенциал вовлечения ресурсов с помощью ГТМ.
4. Оперативность работы и информативность рассмотренной методики дают возможность инженерам более качественно проводить экспертизу и принимать стратегически эффективные решения в части формирования программ ГТМ.

Список литературы

1. Создание цифровых информационных систем для оптимизации процесса формирования комплексных программ ГТМ / А.Н. Ситников, А.А. Пустовских, Р.Н. Асмандияров [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 12. – С. 77-81.
2. Формирование программ геолого-технических мероприятий с помощью цифровой информационной системы «Подбор ГТМ» // ПРОНЕФТЬ. – 2017. – № 2. – С. 40-46.
3. Формирование геолого-технических мероприятий на Приобском месторождении (ЮЛТ) с помощью цифровых информационных систем / А.Н. Ситников, Д.Ю. Колупаев, А.А. Пустовских [и др.] // SPE - 182124-2016.

References

1. Sitnikov A.N., Pustovskikh A.A., Asmandiyarov R.N., Gil'manov R.R., Sheremeev A.Yu., Zul'karniev R.Z., Digital information systems creation for optimization of complex geotechnical jobs programs formation process for Gazprom Neft JSC oilfields (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2014, no. 12, pp. 77-81.
2. Sitnikov A.N., Asmandiyarov R.N., Pustovskikh A.A., Sheremeev A.Yu., Zul'karniev R.Z., Preparation of well intervention programs using the PodborGTM digital information system (In Russ.), PRONEFT, 2017, no. 2, pp. 40-46.
3. Sitnikov A.N., Kolupaev D.Yu., Pustovskikh A.A., Asmandiyarov R.N., Sheremeev A.Yu., Zul'karniev R.Z., Well interventions program preparation by means of digital information systems at the Southern Priobskoye field (In Russ.), SPE 182124-MS, 2016.

ЭРА:РЕМОНТЫ – ИНФОРМАЦИОННАЯ СИСТЕМА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ БИЗНЕС-ПРОЦЕССА ПРИ ТЕКУЩИХ И КАПИТАЛЬНЫХ РЕМОНТАХ СКВАЖИНЫ

ERA:REPAIRS – INFORMATION SYSTEM TO IMPROVE THE EFFICIENCY OF THE BUSINESS PROCESS DURING THE CURRENT AND CAPITAL REPAIRS OF THE WELL

А.В. Огородов
ПАО «Газпром нефть»
С.В. Тишкевич, Д.А. Фролов
Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)
Д.А. Шестаков, В.Е. Брыляков, А.Р. Гизатуллин
ООО «ИТСК»

Электронный адрес: Bryljakov.VE@gazprom-neft.ru

Ключевые слова: добыча нефти, ремонт скважин, снижение затрат, управление нефтесервисными услугами, автоматизация процессов, оптимизационные алгоритмы

A.V. Ogorodov Gazprom Neft PJSC, RF, Saint-Petersburg,
S.V. Tishkevich, D.A. Frolov Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg,
D.A. Shestakov, V.E. Bryljakov, A.R. Gizatullin ITSC LLC, RF, Saint-Petersburg

This article discusses the optimization of processes in the well servicing and workover by covering them with the information system ERA:Repairs to automate the entire cycle during the downhole operations and efficiency analysis of the performed activities. The concept of the information system is based on the principle of cyclic organizational management PDCA (Plan-Do-Check-Act), which is implemented through a continuous cycle of analysis of the effectiveness of previous activities in General and taking into account these data in subsequent planning cycles. The quality of planning activities, therefore, and their effectiveness increase with the accumulation of analytical data. In order to work with high-quality data that can be analyzed in the future, the system prohibits the input of key data in any form, i.e. all data are entered into the system through the dictionaries and classifiers loaded into it, this is the main advantage over existing analogues. Work with such systems assume the involvement of performers to perform downhole work, in most cases it is an external contractor. Work in the system does not require a stable Internet and special permissions to access the corporate network, the application for contractors can work offline, the data is automatically uploaded to the server when the connection appear.

Keywords: oil production, well repair, cost reduction, oilfield services management, process automation, optimization algorithms

DOI: 10.24887/2587-7399-2019-1-56-59

ВВЕДЕНИЕ

Текущий и капитальный ремонты скважин (ТКРС) являются одними из основных процессов, направленных на поддержание плановой добычи, однако в настоящее время они очень слабо оснащены системами автоматизации по ряду причин: мобильность бригад, внешний сервис, сложность технологических процессов, широкая аудитория участников процесса (задействованы практически все службы). В современном мире каждая компания старается найти оптимальные решения для организации процессов с целью сокращения расходов, повышения эффективности и выхода на новый уровень развития.

ИНФОРМАЦИОННАЯ СИСТЕМА «ЭРА:РЕМОНТЫ»

Для простоты понимания всего цикла ремонта скважины выделим в нем три основных этапа: планирование, выполнение ремонтных работ, завершение, которые в свою очередь можно детализировать на процессы. Для информационного обеспечения всех основных процессов при ТКРС в составе платформы ЭРА разработана информационная система (ИС) «ЭРА:Ремонты», состоящая из 10 основных модулей (см. таблицу). Реализованные модули позволяют существенно повысить эффективность процессов при выполнении ТКРС путем интеграции со смежными ИС, автоматизирующими смежные процессы (бурение, подбор механизированного обо-

Этап работ	Модуль	Назначение (процессы)
Планирование	Скважины-кандидаты	Составление списка скважин-кандидатов (ССК) для выполнения внутрискважинных работ
	График мероприятий	Разработка графика мероприятий, графика движения бригад, ведение сетевого графика
	Наряд-заказ	Формирование и согласование наряд-заказов и наряд-заданий
	План работ	Формирование пооперационного плана работ
	Сводка ТКРС	Контроль технологического процесса. Статистика нарушений и замечаний
Выполнение	Сводка ССК	
	Система телеметрии подъемных агрегатов (СТПА)	
	Оперативная отчетность	
Завершение	Акт работ	Активирование выполненных работ
	Аналитическая отчетность	Анализ результатов выполненных мероприятий с целью повышения эффективности планирования и проведения последующих работ

рудования, расчет и анализ добычи, эксплуатация скважин). Это дает возможность минимизировать ошибки при ручном вводе информации, обеспечить целостность и полноту данных в различных ИС по идентичным объектам, сократить трудозатраты на формирование необходимой документации. Кроме решения классических задач автоматизации ИС «ЭРА:Ремонты» реализует ряд функциональных возможностей, отличающих данную систему от существующих на рынке программных продуктов, что позволило вывести подобный класс систем на новый уровень. Рассмотрим особенности ИС «ЭРА:Ремонты».

Архитектура
ИС построена таким образом, что информация на выходе одного модуля является основной входной информацией для следующего (рис. 1).

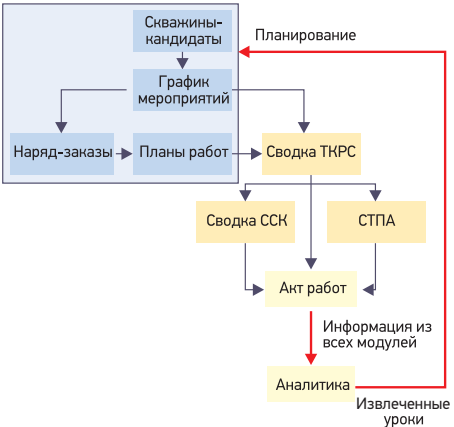


Рис. 1. Информационные потоки

Отправной точкой для бизнес-процесса служит модуль «Скважины-кандидаты», именно с этого момента начинается цикл по внутрискважинному ремонту. Информация по планируемым скважинам-кандидатам и бурению боковых стволов поступает из смежных систем, скважины-кандидаты по действующему фонду вносятся специалистами вручную.

Список скважин-кандидатов – это входные данные для модуля «График мероприятий», где планируются работы, которые в свою очередь поступают в модули «Наряд-заказ», «План работ» и «Сводка ТКРС». Акты работ составляются на основе операций из сводки, соответствующих утвержденным в компании нормам времени, выбираются из классификатора. Аналитическая отчетность формируется на основе информации из всех модулей. Очевидно, что при таком подходе все участники процесса погружены в единое информационное пространство, и при этом соблюдается целостность данных, однако очевидно, что некорректная работа в одном из модулей может разрушить весь процесс (рис. 2).

Оптимизация графика движения бригад
Одна из основных задач на этапе планирования внутрискважинных работ – формирование графика геолого-технических мероприятий (ГТМ), который предназначен для минимизации непроизводительных простоев бригад и календарного времени выполнения ремонтов с учетом переездов. При формировании графика ГТМ учитывается множество взаимовлияющих параметров и условий, изменение которых приводит к необходимости актуализации всего графика мероприятий. До внедрения ИС при планировании графика ГТМ использовались утвержденные целевые ориентиры времени осуществления определенных групп мероприятий, основанные только на нормативах выполнения работ и не позволяющие запланировать оптимальный график проведения ГТМ, поскольку не учитывали ряд особенностей: сезонность, геолого-технологические параметры скважин, расстояние между объектами, непроизводительное время (НПВ). В свою очередь сам процесс формирования и актуализации графика движения бригад – один из самых трудоемких и сложных процессов на этапе как планирования, так и проведения



Рис. 2. Функциональные возможности ИС «ЭРА:Ремонты»:
ШТР – шахматка текущего ремонта; АРМ – автоматизированное рабочее место; КРП – ключевой показатель эффективности; СПО – спускоподъемные операции; УСОВ – унифицированная система сбора и обработки информации

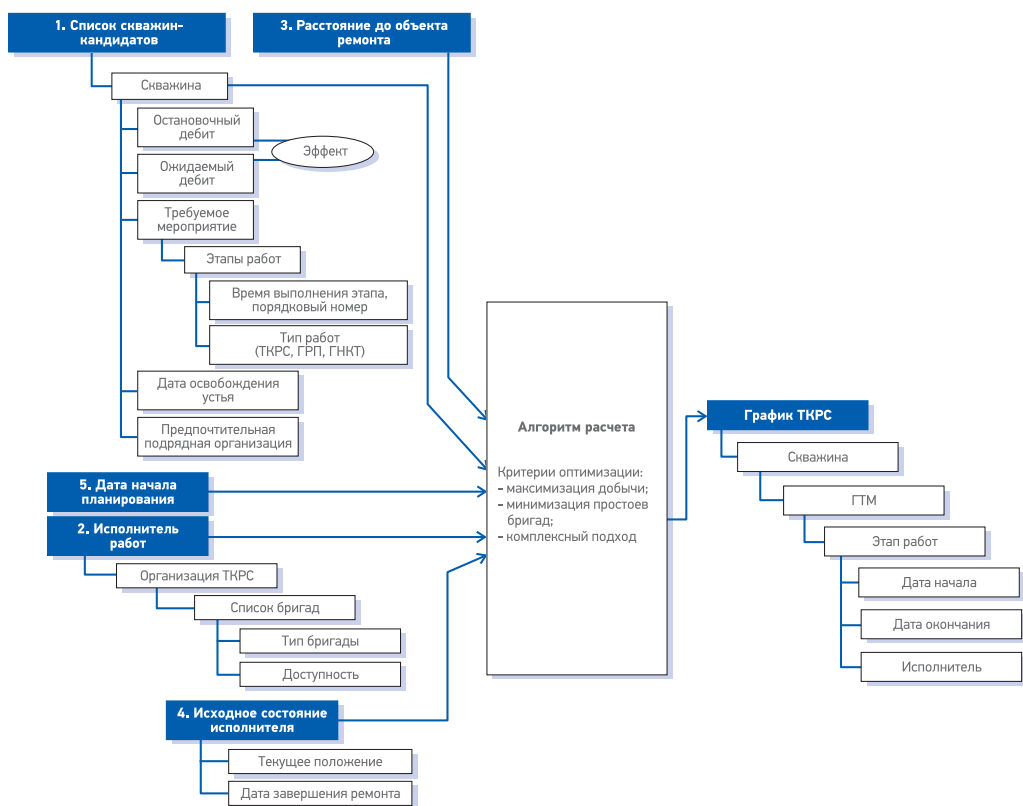


Рис. 3. Схема процесса оптимизации графика ГТМ и движения бригад:
ГРП – гидроразрыв пласта; ГНКТ – гибкие насосно-компрессорные трубы

внутрискважинных работ, поэтому его автоматизация значительно повышает эффективность. Формирование графика мероприятий и движения бригад относится к классу математических задач построения расписаний, поэтому в модуле «График мероприятий» реализована функциональная возможность автоматического формирования этих графиков. Принцип работы заключается в обработке массива входных данных (объекты ремонта, техника, виды работ и др.) путем перебора различных вариаций с получением на выходе оптимального решения, которое подбирается на основе выбранных критери-

ев оптимизации (максимизация добычи нефти, минимизация простоев бригад или их комбинации с учетом весов) (рис. 3). Реализация функциональной возможности автоматического формирования графика повышает эффективность процесса внутрискважинных работ за счет снижения НПВ (простои по вине заказчика). **Телеметрия** Еще одним инструментом повышения качества выполнения внутрискважинных работ является контроль технологических параметров с помощью измерительных приборов, которыми

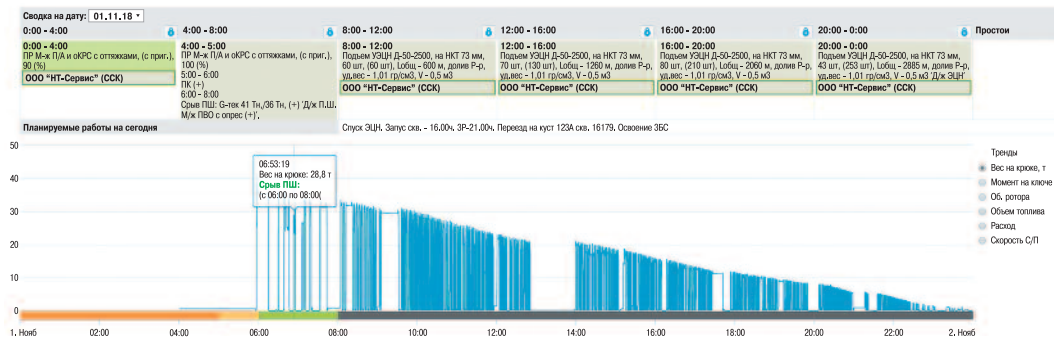


Рис. 4. Фрагмент пользовательского интерфейса модуля СТПА

должны быть оснащены все подъемные агрегаты организаций, задействованных в процессе ремонта. В настоящее время результаты фиксации технологических параметров предоставляются исполнителем либо на флэш-накопителе после завершения ремонта, либо в режиме реального времени в процессе ремонта, однако в обоих случаях у заказчика отсутствует инструмент, позволяющий автоматически сопоставить показания датчиков с выполняющимися операциями. Следовательно, в ходе ремонта трудно предупредить возможные технологические осложнения, нарушения технологических процессов, которые могут привести к преждевременному отказу погружного оборудования. Системный анализ показаний датчиков и сводки ТНРС позволяют выявлять нарушения процессов (превышение скорости спуска, превышение веса на крюке, превышение и недостижение момента затяжки труб НКТ, фальсификация сводки и др.) в режиме реального времени (рис. 4). Таким образом, реализация модуля СТПА повышает качество внутрискважинных работ за счет своевременного выявления нарушений технологических процессов, а также эффективность внутрискважинных работ за счет снижения затрат на ремонты из-за НПВ бригад, обусловленного простоями по вине подрядчика.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам предварительных расчетов, выполненных на основе показателей эффективности до и после введения в эксплуатацию, внедрение ИС «ЭРА:Ремонты» привело к снижению себестоимости проведения ремонтных работ и сокращению календарного времени ремонта, однако одноразовая оптимизация одного или нескольких процессов – это не конечная цель, а средство для постоянного совершенствования. Если процессы понятны и «прозрачны», то значительно проще ими управлять и генерировать идеи для их дальнейшей оптимизации. Планы по развитию системы на ближайшее будущее включают:

- развитие модуля аналитики, который по сути концентрирует информацию из всех остальных модулей; именно здесь можно наглядно оценить эффективность работы, выявить слабые места и сделать соответствующие выводы для оптимизации процессов;
- создание и интеграцию мобильного комплекса супервайзера, который позволит оптимизировать работу полевых супервайзеров, повысить «прозрачность» и эффективность каждого отдельно взятого звена;
- разработку модуля DailyCost для расчета ежедневных расходов по каждому ремонту и определения горизонта рентабельности выполняемых работ.

Список литературы

1. «ЭРА: Добыча» – интегрированная платформа для повышения эффективности эксплуатации механизированного фонда скважин / А.А. Шушанов, А.В. Билинчук, Н.М. Павлечко [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 12. – С. 60-63.
2. Шашков В.В. Оптимизация и автоматизация бизнес-процессов или можно ли автоматизировать бардак? // Технологии информатизации и управления. – 2011. – Вып. 2. – С. 99-101.
3. Джордж М. Бережливое производство + шесть сигм в сфере услуг. Как скорость бережливого производства и качество шести сигм помогают совершенствованию бизнеса / Пер. с англ. Т. Гутман. – 2-е изд. – М.: Манн, Иванов и Фербер, 2017. – 451 с.
4. Орлянская И.В. Современные подходы к построению методов глобальной оптимизации // Исследовано в России. – 2002. – С. 2097–2108.

Reference

1. Shushakov A.A., Bilinchuk A.V., Pavlechko N.M. et al., ERA:Production – an integrated platform for increasing the efficiency of the operation of the artificial lift and oil fields (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2017, no. 12, pp. 60-63.
2. Shashkov V.V., Optimizatsiya i avtomatizatsiya biznes-protsessov ili mozhno li avtomatizirovat' bardak (Optimization and automation of business processes or whether to automate the mess), Collected papers "Tekhnologii informatizatsii i upravleniya" (Information Technology and Management), 2011, V. 2, pp. 99-101.
3. George M., Lean six sigma for service: How to use lean speed and six sigma quality to improve services and transactions, McGraw-Hill, 2003, 400 p.
4. Orlyanskaya I.V., Modern approaches to the construction of global optimization methods (In Russ.), Issledovano v Rossii, 2002, pp. 2097–2108.

СОЛНЕЧНАЯ ЭНЕРГЕТИКА СЕГОДНЯ – МИФ ИЛИ РЕАЛЬНОСТЬ?

SOLAR ENERGY TODAY IS A MYTH OR REALITY?

О.А. Туровин, Е.Н. Огнев

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Электронный адрес: Ognev.EN@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: солнечная генерация, солнечная электростанция, себестоимость электроэнергии

O.A. Turovin, E.N. Ognev Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

The article presents an effective way of using solar energy is an additional measure to improve the efficiency of power supply of oil fields "Gazpromneft Company", formulated the conclusion about the current expediency of large-scale application of solar energy in Russia taking into account its dynamic development in the world.

Keywords: solar generation, solar power plant, cost of electricity

DOI: 10.24887/2587-7399-2019-1-60-63

ВВЕДЕНИЕ

Ограниченность природных запасов и возрастающая сложность добычи ископаемого топлива стимулируют человечество искать альтернативные источники энергии. Одним из них является энергия солнца.

Анализ мировой практики развития солнечной генерации (по открытым источникам информации) показывает, что в настоящее время она занимает небольшую долю в структуре мирового производства электроэнергии (рис. 1) [1]. Однако отмечаемая в по-

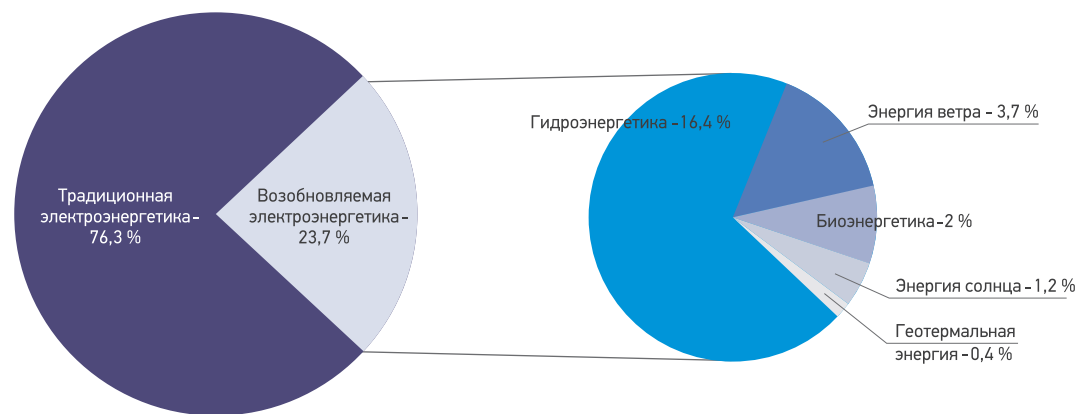


Рис. 1. Доля солнечной генерации в структуре мирового производства электроэнергии

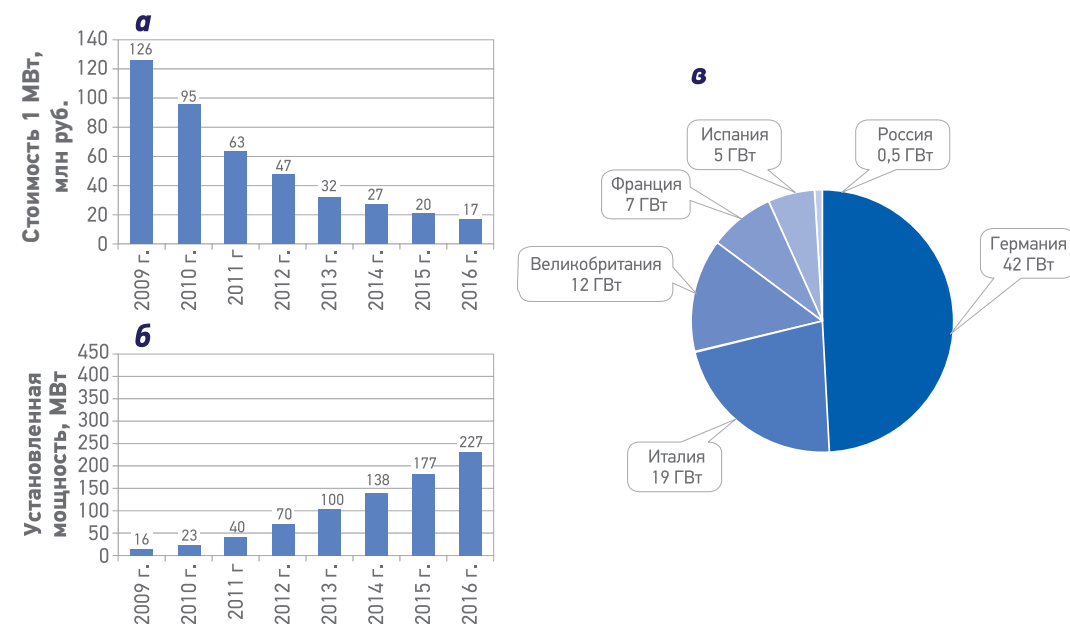


Рис. 2. Развитие СЭС:

а, б – изменение соответственно стоимости солнечных панелей и установленной мощности солнечной энергии в мире за 2009–2016 гг.; в – установленная мощность СЭС в странах Европы

следнее десятилетие тенденция к снижению стоимости солнечных модулей – одного из основных и дорогостоящих компонентов солнечных электростанций (СЭС), способствует значительному развитию генерирующих мощностей для производства солнечной энергии в мире (рис. 2) [1–3]. В Европе основное развитие солнечная генерация электроэнергии получила в Германии, Италии и Великобритании. В России масштабы использования солнечной энергии пока невелики (см. рис. 2).

Мощный импульс развитие солнечной генерации получило после подписания Парижского соглашения по климату, в рамках которого 175 стран, включая Россию, взяли на себя обязательства ограничить эмиссию парниковых газов во имя общей цели – не допустить роста средней температуры на Земле более чем на 2 °С к 2100 г. В 2009 г. распоряжением Правительства Российской Федерации были утверждены «Основные направления государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2020 года» и установлены следующие целевые значения доли возобновляемых источников энергии в ее производстве на период реализации программы: 2010 г. – 1,5 %, 2015 г. – 2,5 %, 2020 г. – 4,5 %.

В настоящее время в России в области солнечной генерации чаще всего реализуются локальные небольшие по мощности проекты в отдаленных районах, в которых отсутствуют региональные электрические сети и существуют проблемы с доставкой топлива для традиционных электростанций. Есть также несколько относительно крупных электростанций в районах с максимальной солнечной активностью: Оренбургская область, Алтайский край, Башкортостан.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ СЭС В КОМПАНИИ «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»

Анализ, приведенный в работе [4], показал неэффективность полного замещения традиционных источников солнечными электростанциями из-за больших капитальных вложений в обеспечение круглосуточного электроснабжения объектов компании. В качестве альтернативы традиционным источникам рассматривается частичное их замещение только в периоды максимальной солнечной активности (в период с апреля по август). СЭС в данном режиме работают параллельно с основными (традиционными) источниками электроснабжения (рис. 3). Включение в работу СЭС на период максимальной солнечной активности обеспечит снижение нагрузки на традиционные источники электроэнергии, следовательно, приве-

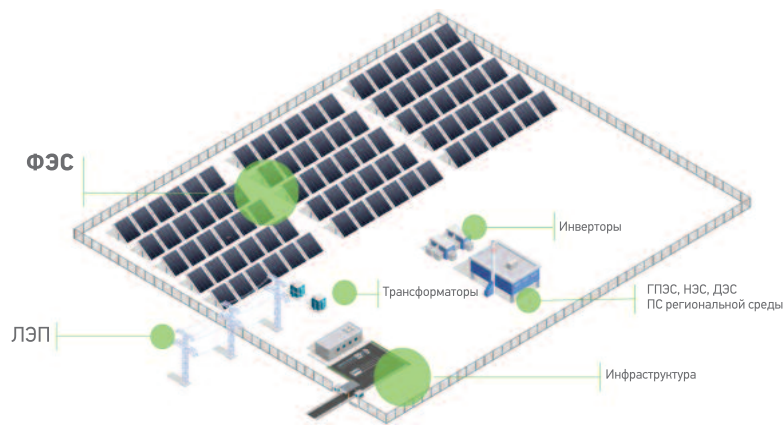


Рис. 3. Частичное замещение традиционных электростанций солнечными (ФЭС – фотоэлектрические системы; ЛЭП – линия электропередачи; ГПЭС, НЭС, ДЭС – соответственно газопоршневые, нефтяные и дизельные электростанции; ПС – подстанция)

дет к снижению расхода топлива, что позволит повысить эффективность системы электроснабжения. Были проведены расчеты средней себестоимости выработки электроэнергии от замещающей СЭС за 20 лет по вариантам, описанным ниже. Вариант 1. СЭС без использования системы аккумуляторных батарей (АКБ). Предусматривается частичное замещение выработки электроэнергии только в дневное время на период максимальной солнечной активности (с апреля по август); Вариант 2. СЭС с использованием АКБ. Рассматривается круглосуточное замещение выработки электроэнергии на период максимальной солнечной активности (с апреля по август).

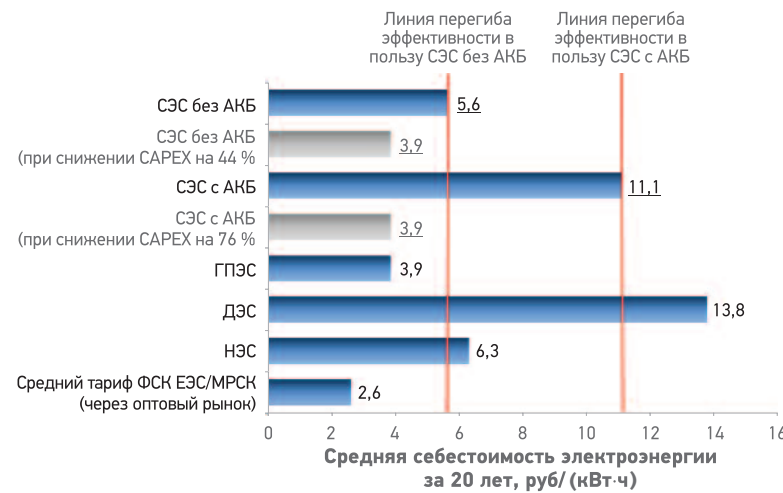


Рис. 4. Себестоимость электроэнергии, выработанной СЭС, по сравнению с себестоимостью электроэнергии, полученной при использовании традиционных источников

Себестоимость электроэнергии $C_{эз}$ определялась по формуле

$$C_{эз} = (A + P + T) / W_{эз}, \quad (1)$$

где A – амортизация капитальных вложений (CAPEX) в строительство объектов, руб.; P – расходы на обслуживание и ремонт оборудования, включая капитальный ремонт, руб.; T – расходы на топливо для традиционных электростанций (затраты на газ для ГПЭС в виде упущенной выгоды от сжигаемого газа, затраты на нефть для НЭС в виде упущенной выгоды от сжигаемой нефти, затраты на покупку дизельного топлива для ДЭС), руб.; $W_{эз}$ – количество вырабатываемой электроэнергии в год, кВт·ч.

При расчетах не учитывались затраты на капитальный ремонт СЭС, поскольку срок ее службы составляет более 20 лет. Была рассчитана себестоимость выработки электроэнергии СЭС для региона ХМАО. Средняя себестоимость электроэнергии от СЭС по описанным сценариям в сравнении с себестоимостью электроэнергии от традиционных источников приведена на **рис. 4**.

Выполненный анализ показывает, что в настоящее время по существующим предпосылкам и макропараметрам применение на активах компании схемы частичного замещения СЭС можно рассматривать и использовать для НЭС и ДЭС, что обусловлено более низкой себестоимостью генерации электроэнергии. Для принятия окончательных решений в каждом конкретном случае необходимо проведение детальной технико-экономической оценки указанных сценариев использования СЭС (с учетом солнечной активности каждого конкретного региона расположения проекта). В перспективе СЭС как альтернатива частичного замещения наиболее распространенных видов источников питания (ГПЭС/сеть МРСК (ФСК ЕЭС) может рассматриваться для компании только при следующих условиях: – снижение стоимости строительства СЭС более чем на 44 %; – рост себестоимости выработки электроэнергии на ГПЭС и повышение тарифа на ее покупку от сетей ФСК ЕЭС/МРСК более 5,6 руб/(кВт·ч).

РАЗВИТИЕ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ И ЕВРОПЕ

В настоящее время доля возобновляемой энергетики в России крайне мала. В то же время в других странах, в частности в Евро-

пейских, солнечная генерация развивается намного быстрее и более распространена. Был проведен анализ стоимости электроэнергии в европейских странах в рублевом эквиваленте (**рис. 5**) [5]. Установлено, что на сегодняшний день стоимость электроэнергии в России одна из самых низких в мире. В странах Европы, имеющих более высокие тарифы на покупку электроэнергии (от 11 до 19,1 руб/(кВт·ч), использование солнечной энергии является оправданным решением в связи с более низкой себестоимостью ее выработки.

ВЫВОДЫ

1. В России с ее централизованной системой электроснабжения, сложными климатическими условиями и относительно низкой стоимостью электроэнергии по сравнению с ее стоимостью в Европе массовое применение СЭС в настоящее время нецелесообразно.
2. Применение схемы частичного замещения СЭС целесообразно рассматривать для НЭС и ДЭС, что обусловлено более низкой себестоимостью генерации электроэнергии.
3. Перспектива СЭС в качестве альтернативы наиболее распространенным видам источни-



Рис. 5. Рейтинг стран Европы по стоимости электроэнергии от региональных сетей

ков энергии (ГПЭС/сеть МРСК (ФСК ЕЭС) рассматривается только при снижении стоимости строительства СЭС более чем на 44 %, а также при повышении себестоимости выработки электроэнергии на ГПЭС и росте тарифа на ее покупку от сетей ФСК ЕЭС/МРСК выше 5,6 руб/(кВт·ч).

Список литературы

1. Основные положения глобального отчета REN21 2017 / Международная сеть по политике в области использования возобновляемых источников энергии в XXI веке. – http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2017/10/17-8399_GSR_2017_KEY-FINDINGS_RU_low.pdf.
2. Шкрадюк И.Э. Тенденции развития возобновляемых источников энергии в России и мире / Рабочие материалы НПО. – М.: WWF России, 2010. – 88 с.
3. Арутюнов В.С. Нефть XXI. Мифы и реальность альтернативной энергетики. – М.: Алгоритм, 2016. – 220 с.
4. Туровин О.А., Огнев Е.Н., Кочнев А.Е. Применимость ветро-солнечной энергетики в качестве альтернативного источника электроснабжения нефтяных объектов компании «Газпром нефть» // ПРОнефть. – 2017. – № 2. – С. 69-74.
5. Рейтинг стран Европы по стоимости электроэнергии в 2016 году. – <http://riarating.ru/countries/20170627/630066485.html>

Reference

1. Advancing the global renewable energy transition, URL: http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2017/06/GSR2017_Highlights_FINAL.pdf.
2. Shkradyuk I.E., *Tendentsii razvitiya vozobnovlyaemykh istochnikov energii v Rossii i mire* (Trends in the development of renewable energy sources in Russia and the world), Moscow: Publ. of WWF of Russia, 2010, 88 p.
3. Arutyunov V.S., *Neft' XXI. Mify i real'nost' alternativnoy energetiki* (Oil XXI. Myths and reality of alternative energy), Moscow: Algorithm Publ., 2016, 220 p.
4. Turovin O.A., Ognev E.N., Kochnev A.E., *Application of wind and solar energy as an alternative source for power supply of Company's oilfield facilities* (In Russ.), PROneft', 2017, no. 2, pp. 69-74.
5. *Reyting stran Evropy po stoimosti elektroenergii v 2016 godu* (Rating of European countries by the cost of electricity in 2016), URL: <http://riarating.ru/countries/20170627/630066485.html>.

ТРАНЗАКЦИОННОСТЬ ЦИФРОВОЙ
ТРАНСФОРМАЦИИ В НАУЧНОЙ
ОРГАНИЗАЦИИ

TRANSACTIONAL DIGITAL TRANSFORMATION IN SCIENTIFIC ORGANIZATIONS

М.М. Хасанов, д.т.н.,
Ф.В. Краснов, к.т.н.,
Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»),

Электронные адреса: Khasanov.MM@gazpromneft-ntc.ru
Krasnov.fv@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: современный менеджмент, научный инжиниринг, теория эффективности, стратегия знаний

М.М. Khasanov, F.V. Krasnov

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

Innovation in products, markets, and business models fuels business growth, and disruptive strategies radically change the business ecosystem. When managing innovation, firms must decide whether to invest in new products for markets that do not yet exist, with business models that have not yet been tried. Leaders consistently miss significant opportunities when faced with disruption because traditional analysis methods are inadequate when faced with innovation. Working with disruptive strategies is different than predicting the future based on our view of the past. It is important not to just predict the future, but to think about how to create the future with our decisions. In this paper, we will cover different approaches for conducting digital transformation strategy in a scientific organization, and explain why transactions are the best method to address these kinds of challenges.

Keywords: contemporary management, scientific engineering, efficiency theory, knowledge strategy

DOI: 10.24887/2587-7399-2019-1-64-67

ВВЕДЕНИЕ

Термин «цифровая трансформация» во многом отражает настоящее время, в начале XX века аналогичный процесс мог бы называться «электрическая трансформация». В тот период наибольшие ожидания прогресса были связаны именно с электрификацией производств так же, как сейчас с цифровизацией.

СТУПЕНИ ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ КОМПАНИЙ

Согласно исследованию IDC¹ существует пять ступеней цифровой трансформации компаний – изменений в бизнес-моделях, осуществляемых с помощью цифровых компетенций. На первой ступени, «бессистемной», находятся компании, «сопротивляющиеся цифровым преобразованиям». Цифровые инициативы разрозненны, не согласуются с корпоративной стратегией и не ориентированы на взаимодействие с заказчиком. В результате бизнес развивается вяло, цифровые технологии используются только для противодействия угрозам.

На второй ступени, «освоения возможностей», стоят «исследователи цифровых технологий». В таких компаниях уже имеется потребность в разработке цифровой бизнес-стратегии, ориентированной на заказчика, но пока что она реализуется на уровне отдельных проектов. Прогресс непредсказуем и не воспроизводим. Основанные на цифровых технологиях взаимодействия с заказчиком продукты бессистемны и плохо интегрированы. На третьей ступени «воспроизводимых результатов» находятся «цифровые игроки». Бизнес координируется с информационными технологиями (ИТ) на всем предприятии с целью разработки цифровых продуктов, взаимодействия с заказчиками, но еще не с целью реализации революционного потенциала цифровых инициатив. Таким образом, предприятие предлагает цифровые продукты, сервисы и взаимодействия, не отличающиеся новизной. На четвертой ступени, «управляемой», стоят «преобразователи». Благодаря слаженному комплексному управлению бизнесом и ИТ компания выпускает продукты и сервисы, основан-

ные на цифровых технологиях. В результате предприятие лидирует на своем рынке, работа на уровне мировых стандартов. Высшую пятую, «оптимизированную», ступень занимают «цифровые революционеры». Активно используя новейшие цифровые технологии и бизнес-модели, предприятие влияет на рынки. Знание экосистемы и обратная связь непрерывно приносят новые данные, позволяющие обновлять бизнес. Это дает возможность компании менять существующие рынки и создавать новые в своих интересах, конкурировать с такой компанией сложно, так как она – движущаяся мишень. Пять ступеней зрелости – достаточно распространенная модель. Например, для разработки программного обеспечения авторы активно использовали [1] пятиступенчатую модель CMMi². Практический опыт авторов в применении таких моделей показал, что невозможно рассматривать всю организацию на одной ступени трансформации. Необходимо разделять организацию на подразделения, относя их к разным ступеням зрелости. Однако даже такой подход не всегда является консистентным. В рамках одного подразделения в результате групповой динамики существует разделение на рабочие группы разной степени зрелости. Такая неоднородность вызывает потребность в создании подразделений однородной высокой зрелости. В нефтяных компаниях исторически научными были подразделения разработчиков месторождений, содержащие наиболее наукоемкие процессы с наибольшим влиянием на инженерию разработки месторождений. Таким образом, возникает подразделение научного инжиниринга, созданное как наиболее зрелое с точки зрения пятиступенчатой модели для данной компании.

РАЗЛИЧНЫЕ ПОДХОДЫ К УПРАВЛЕНИЮ ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАЦИЕЙ

Приведем проблемы, с которыми сталкивается научный инжиниринг в организации в процессе цифровой трансформации [2]:

– неуправляемость организации вследствие сложности ее структуры;

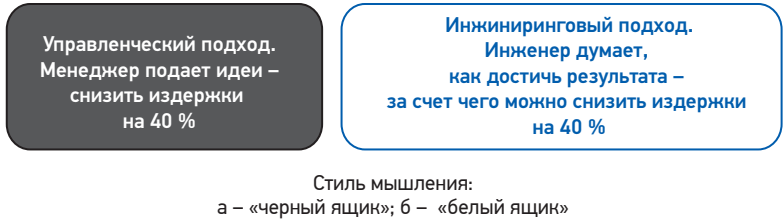
– из-за сложности неуправляемость ИТ приложений;

– отсутствие четкого определения и направления развития портфолио ИТ приложений;

– ИТ приложения не решают поставленных задач;

– слабость бизнес-архитектуры в архитектуре организации, в то время как все остальные элементы следуют за ней.

Опыт авторов по анализу проблем организаций показывает, что в основе проблем лежит неэффективность наук об информационных системах и об управлении организации. В первом случае имеется ввиду низкий уровень профессионализма в задачах удовлетворения потребностей бизнеса, во втором – используется управленческий (функциональный) подход вместо инженерного (конструктивного) подхода. Рассмотрим подробнее, что понимается под инженерным подходом на примере «черного» и «белого» ящиков (см. рисунок).



Стиль мышления «черный ящик» сосредоточен на входных параметрах, функциях преобразования и выходных параметрах. Автомобиль как система в стиле мышления «черный ящик» может быть функционально декомпозирован на подсистемы: управления, тормозную, освещения, звукового сопровождения. Инжиниринговый подход представляет систему как конструкционную композицию, или «белый ящик». Автомобиль при таком подходе – это колеса, двигатель, тормоза, магнитола, кондиционер, тормоза. Отметим очевидное удобство стиля мышления на основе «белого ящика» для трансформации системы, так как, с одной стороны, система представляется как целое, а с другой, каждый ее конструктивный компонент остается работоспособным. Для более глубокого понимания заданной темы необходимо уточнить, что понимается под системой. В организации не все так очевидно, как в примере с автомобилем. В крупной организации все сложно, поэтому рассмотрим понятие «сложности» внимательнее. В координатах сложность – случайность организации находятся посередине. Крайние положения у популяций насекомых, которые не организованы и случайны, и у часовых механизмов, которые высоко организованы и не случайны. Организации уже не так случайны, чтобы описываться статистическими методами, но достаточно сложны для алгоритмического анализа. Примитивность подходов на основании Work Flow и Business Process Management показала, что алгоритмизация деятельности организации возможна только для узкого класса процессов. Например, для так называемых

¹<https://www.idc.com/getdoc.jsp?containerId=US43220117>

²<https://cmmiinstitute.com/>

мых «сквозных процессов». Поэтому об организациях можно говорить как об «организованной сложности».

Теперь можно рассмотреть понятие «инжиниринговой организации» в целом или в рамках одного подразделения, например, подразделения научного инжиниринга в Научно-Техническом Центре.

В работах Д.Е. Намиота [3, 4] цифровая трансформация представляется как переход к «умному способу работы» (Smart working). Ключевую роль в цифровой трансформации играют люди и ИТ системы. Важно отметить необходимость перехода к рассмотрению цифровой организации как результата цифровой трансформации. Из этого, в частности, следует, что рассмотрение цифровой организации как «черного ящика», состоящего из людей и ИТ систем, наследует все вышеперечисленные ограничения данного стиля мышления. Важным аспектом цифровой трансформации является транзакционность. Представляя атомарные организационные изменения как транзакции, авторы выделяют такие важные свойства последних, как законченность и обратимость.

АКТУАЛЬНАЯ ЗАДАЧА НАУЧНОГО ИНЖИНИРИНГА СОСТОИТ В ТОМ, ЧТОБЫ ОБЪЕДИНИТЬ ТРАДИЦИОННЫЕ НАУКИ С НАУКАМИ ОБ ОРГАНИЗАЦИИ И ЗНАНИЯМИ ОБ ИНФОРМАЦИОННЫХ СИСТЕМАХ НА ПРИНЦИПАХ ОРГАНИЗАЦИОННОЙ ОНТОЛОГИИ И АРХИТЕКТУРЫ И ТАКИМ ОБРАЗОМ СОЗДАТЬ ТО НОВОЕ, К ЧЕМУ ПРИВЕДЕТ ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ ОРГАНИЗАЦИИ

На начальном этапе исследований отмечены две наиболее распространенные причины неудач: неадекватное внедрение изменений и непроработанность идеи. По мнению авторов, ключ к повышению доли удачных проектов состоит в том, чтобы обязательно заканчивать изменения и продумывать возможность возврата к исходному состоянию.

Никому неизвестна заранее успешность того или иного подхода к цифровой трансформации [5]. По убеждению многих профессионалов, слепое повторение успешных для других организаций приемов представляется достаточно рискованной и недальновидной практикой. Только научный подход к изменениям, основанный на формировании гипотезы и последующей ее проверке практикой, дает наиболее предсказуемый результат. Однако при таком подходе необходимо иметь возможность начать сначала, вернувшись к исходному состоянию, т.е. воспользоваться одним из основных свойств транзакционности изменений.

Традиционная схема для транзакции соединяет заказчика и исполнителя двумя контурами:

- 1) заказчик – запрос – обещание – исполнитель;
- 2) исполнитель – выполнение – принятие – заказчик.

На этих контурах возникают следующие артефакты коммуникаций: отправки запроса, обещания выполнения, завершения выполнения, принятия результата.

На основании перечисленных фактов строится транзакционная дисциплина инжиниринговой организации. Понятие дисциплины неразрывно связано с архитектурой и онтологией организации. Концептуально архитектура организации — это свод ограничений (дисциплина) в творчестве. В практическом смысле архитектура организации – это последовательный и целостный набор принципов, которые задают направление трансформациям. Для простоты можно провести аналогию с архитектурным ансамблем города, который задает все будущие изменения и отторгает инородные элементы.

В свою очередь онтология организации концептуально дает понимание конструкции и функционирования предприятия независимо от трансформации [6]. Практически онтология организации – это модель предприятия высшего уровня, которая задает направление трансформации. В отличие от архитектуры онтология организации ограничивает творчество «снизу».

Придерживаясь аналогии с городом, онтология постулирует вид используемых строительных материалов: бетонные блоки или кирпич. Качественные аспекты организационной онтологии удовлетворяют C_дE требованиям качества:

- 1) coherent (последовательность) – все части модели представляют единое целое;
- 2) consistent (целостность) – отсутствие логических противоречий;
- 3) comprehensive (полнота) – модель содержит все нужные элементы;
- 4) concise (сжатость) – минимально необходимый размер;
- 5) essential (Существенность) – независимость от конкретной реализации.

Понимая две составляющие цифровой трансформации – эффективность организаций и эффективность ИТ, следует рассмотреть третью – креативность.

Возможности индивидуального человеческого ума, не имеющего поддержки, сильно преувеличиваются. Большая часть креативности человека социальна, она возникает в результате деятельности в социальном контексте, взаимодействия с другими людьми и ИТ системами, в которых воплощен коллективный ум. Согласно исследованиям Г. Фишера [7–9] и его последо-

вателей [10, 11] социальная креативность — это не роскошь, а необходимость, вызванная проблемами, с которыми люди сталкиваются в XXI веке, например, цифровой трансформацией. Таким образом, создание организационной среды (подразделений, офисов) является необходимой составляющей для выполнения задач цифровой трансформации. Возвращаясь к проблемам организаций, обусловленным неэффективностью наук об организации и ИТ системах, становится логичной мотивация создания подразделений с высокой креативностью участников, отвечающих за научный инжиниринг — суть двигатель эффективности цифровой трансформации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Законы цифровой экономики неумолимы и действуют на всех участников процесса. Как прогнозируют в IDC, к 2019 г. треть компаний, входящих в настоящее время в двадцатку лидеров в большинстве отраслей, начнут испытывать серьезную конкуренцию со стороны новых претендентов и перестроившихся старожилов, пользующихся платформой 3.0 для создания новых сервисов и бизнес-моделей. Как полагают аналитики, помимо стремительных технологических изменений сильное влияние на рынок будут оказывать геополитические, эко-

номические и экологические факторы, часть из которых можно предсказать, часть – нет. Однако суть системного мышления состоит не в том, чтобы отслеживать линейные цепочки причин и следствий, а в видении всего процесса взаимосвязанных изменений.

Системный подход утверждает, что нельзя свести научные дисциплины к единому базису. Мир нужно описывать мультидисциплинарно, «полинаучно». Простые взаимодействия частей системы приводят к возникновению совершенно нового. Ни одна из частей самолета не содержит функции полета. Не каждая шестеренка в отдельности, а только собранные вместе часы несут в себе понятие время, а. Так и науку о земле нельзя свести к пониманию добычи, геологии и разработки. Ключ к пониманию системы не в ее частях, а в том новом, что появляется при их взаимодействии.

Актуальная задача научного инжиниринга состоит в том, чтобы объединить традиционные науки с науками об организации и знаниями об информационных системах на принципах организационной онтологии и архитектуры и таким образом создать то новое, к чему приведет цифровая трансформация организации.

Список литературы

1. Khasanov M.M., Krasnov F.V. Corporate Wikipedia in Upstream: Bimodal IT Case //SPE181270-MS. – 2016.
2. Yakovlev V.V., Khasanov M.M. Technology Development in Upstream Division of Gazprom Neft // Journal of Petroleum Technology. – 2017. – Т. 69. – № 4. – С. 56–60.
3. Целостная модель трансформации в цифровой экономике – как стать цифровыми лидерами / Д.Е. Намиот, В.П. Куприяновский, А.П. Добрынин, С.А. Синагов // International Journal of Open Information Technologies. – 2017. – Т. 5. – № 1. – С. 26–32.
4. К вопросу об эффектах применения формализованных онтологий в экономике данных – опыт ЕС / В.П. Куприяновский, Ю.И. Волонитин, И.В. Понкин [и др.] // International Journal of Open Information Technologies. – 2018. – Т. 6. – № 8. – С. 66–78.
5. Schilling R. Theories to Understand the Dynamic Nature of Enterprise Architecture. 2018. - 13th Trends in Enterprise Architecture Workshop (TEAR 2018). – Stockholm, Sweden.
6. Dietz J.L.G. What is Enterprise Ontology?. –Berlin Heidelberg: Springer, 2006. – С. 7-13.
7. Фишер Г. Развитие социальной креативности: пусть все голоса будут услышаны // Психология. Журнал высшей школы экономики. – 2005. – Т. 2. – № 4. – С. 57–64.
8. Fischer G. Domain-oriented design environments //Automated software engineering. – 1994. – Т. 1. – №. 2. – С. 177-203.
9. Beyond binary choices: Integrating individual and social creativity / G. Fischer, E. Giaccardi, H. Eden [et al.] // International Journal of Human-Computer Studies. – 2005. – Т. 63. – № 4-5. – С. 482-512.
10. Барышева Т.А. Психология развития креативности: теория, диагностика, технологии. – Санкт-Петербург: Изд-во ВВМ, 2016. – 316 с.
11. Килошенко М.И. Роль социальной креативности в появлении моды // Перспективы психологической науки и практики. – 2017. – С. 478-481.

Reference

1. Khasanov M.M., Krasnov F.V., *Corporate Wikipedia in upstream: Bimodal IT case*, SPE 181270-MS, 2016.
2. Yakovlev V.V., Khasanov M.M., *Technology development in upstream division of Gazprom Neft*, Journal of Petroleum Technology, 2017, V. 69, no. 4, pp. 56-60.
3. Namiot D.E., Kupriyanovskiy V.P., Dobrynin A.P., Sinyagov S.A., *A holistic model of transformation in the digital economy - how to become digital leaders* (In Russ.), International Journal of Open Information Technologies, 2017, V. 5, no. 1, pp. 26-32.
4. Kupriyanovskiy V.P., Volokitin Yu.I., Ponkin I.V., Sinyagov S.A., Namiot D.E., Dobrynin A.P., *On the effects of formalized ontologies in the data economy - The EU experience* (In Russ.), International Journal of Open Information Technologies, 2018, V. 6, no. 8, pp. 66-78.
5. Schilling R., *Theories to understand the dynamic nature of enterprise architecture*, 2018, Proceedings of 13th trends in Enterprise Architecture Workshop, TEAR, Stockholm, Sweden, 2018.
6. Dietz J.L.G., *What is Enterprise Ontology*, Springer Berlin Heidelberg, 2006, pp. 7-13.
7. Fischer G., *Making all voices heard: Increasing social creativity in design by exploiting the symmetry of ignorance*, Psikhologiya. Zhurnal vysshey shkoly ekonomiki, 2005, V. 2, no. 4, pp. 57-64.
8. Fischer G., *Domain-oriented design environments*, Automated software engineering, 1994, V. 1, no. 2, pp. 177-203.
9. Fischer, G., Giaccardi, E., Eden, H., Sugimoto, M., Ye, Y., *Beyond binary choices: Integrating individual and social creativity*, International Journal of Human-Computer Studies, 2005, V. 63, no. 4-5, pp. 482-512.
10. Barysheva T.A., Stolyarov B.A., Laktionova E.B., Makhrova E.V., *Psikhologiya razvitiya kreativnosti: teoriya, diagnostika, tekhnologii* (Psychology of development of creativity: theory, diagnosis, technology), St. Petersburg: Izdatel'stvo VVM Publ., 2016, 316 p.
11. Kiloshenko M.I., *Rol' sotsial'noy kreativnosti v povaylenii mody* (The role of social creativity in fashion), Proceedings of International Scientific and Practical Conference "Perspektivy psikhologicheskoy nauki i praktiki" (Perspectives of psychological science and practice), 2017, pp. 478-481.

СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД К ФОРМИРОВАНИЮ СТРАТЕГИИ РАЗВИТИЯ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ АКТИВА

SYSTEMATIC APPROACH OF CREATING OPTIMAL RESOURCE BASE DEVELOPMENT STRATEGY

**В.А. Шашель, В.В. Жуков, Р.А. Ошмарин, Е.С. Богданович,
А.В. Сизых, Р.Р. Газалиев**
Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»),
А.Ю. Попов, Ф.Г. Гайнетдинов, Д.Е. Перминов
АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»

Электронный адрес: Bogdanovich.ES@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: геолого-разведочные работы, стратегия развития ресурсной базы, планирование, инвестиции, максимизация экономической эффективности

V.A. Shashel, V.V. Zhukov, R.A. Oshmarin, E.S. Bogdanovich, A.V. Sizykh, R.R. Gazaliev
Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg
A.Yu. Popov, F.G. Gaynetdinov, D.E. Perminov
Gazpromneft-Noyabrskneftegas JSC, RF, Noyabrsk

Typical characteristic of brown-field type asset is resource base depletion driven by longtime production. In order to keep production rate, new assets and non-explored areas should be involved. However, new assets typically are marked by low economic potential, high geological risks, and require comprehensive study and preparation. This paper focuses on systematic approach of creating optimal resource base development strategy, based on probabilistic reserves estimation. This approach allows company to maintain present level of production or even to raise it, while at the same time, obtain the maximum economic effect from involving new assets.

Keywords: geological explorations, resource base development strategy, planning, investments, maximization of the economic efficiency

DOI: 10.24887/2587-7399-2019-1-68-73

ВВЕДЕНИЕ

В условиях истощения ресурсной базы и необходимости поддержания достигнутых уровней добычи по зрелым активам необходимо составление долгосрочного плана по подготовке и вводу в разработку залежей и участков, не охваченных эксплуатационным бурением. Основной целью стратегии развития ресурсной базы актива (СРРБА) является формирование долгосрочного плана доизучения, который описывается на принцип полного охвата ресурсной базы предприятия.

На основании комплексного анализа прогнозных профилей добычи нефти, текущего состояния и степени выработки ресурсной базы предприятия, целевых ориентиров и ограничений СРРБА позволяет формировать

сбалансированный подход к восполнению ресурсной базы, поддержанию и наращиванию добычи актива в долгосрочной перспективе. В данной статье рассмотрены основные принципы и подходы к формированию стратегии развития ресурсной базы на основе комплексного и всестороннего анализа геологических и экономических рисков на примере актива в Ямало-Ненецком автономном округе (ЯНАО).

КЛАСТЕРИЗАЦИЯ

Первым шагом к формированию СРРБА является деление ресурсной базы на самостоятельные единицы, проектные решения по которым индивидуальны. В соответствии с этим на основе принципов единой страте-

гии изучения, экономической синергии и возможности принятия единого проектного решения залежи, ловушки или их части (согласно степени изученности месторождения) объединяются в кластеры. Кластер – экономически обоснованный и концептуально целостный участок недр, включающий один или несколько объектов изучения, объединенных общей стратегией изучения. Подобный подход дает возможность прорабатывать единую стратегию разведки и общие инфраструктурные решения для нескольких перспективных объектов, что в итоге приводит к существенному экономическому эффекту от их синергии.

ОЦЕНКА КЛАСТЕРОВ

Для определения места кластера в периметре всех кластеров актива и компании они должны быть оценены и ранжированы по единой методике. Оценка кластеров заключается в определении ожидаемой стоимости, сопутствующих неопределенностей и рисков в результате поиска, разведки, разработки и эксплуатации объектов и включает вероятностную оценку ресурсной базы, составление программы доизучения, вероятностный расчет профилей добычи и экономических показателей. Основной подход к оценке кластеров заключается в обязательном выполнении вероятностной оценки ресурсной базы и выделении дискретных сценариев, характеризующих оцененный диапазон неопределенности в области геологии и разработки.

Результатом оценки ресурсной базы кластера является распределение по нему геологических запасов и ресурсов в случае геологического успеха. Из полученного распределения выделяются, как минимум, три реализации многовариантного моделирования, способные охарактеризовать полученное распределение: сценарии P10, P50, P90 в случае геологического успеха [1]. Вероятность того, что потенциальная залежь после проведения геолого-разведочных работ (ГРП) будет открыта и ее запасы достаточны для получения притока из скважины, характеризует шанс геологического успеха gCoS (geological chance of success). Для оценки используется пятифакторная модель определения шанса геологического успеха [2], подразумевающая, что для формирования залежи необходимо одновременное наличие нефтематеринской породы, ловушки, путей миграции от нефтематеринской породы до ловушки, коллектора, покрышки и сохранности. Шанс геологического успеха оценивается только для ресурсов,

так как для запасов он всегда равен единице. Сценарий, при котором наличие ресурсов не подтверждено, является сценарием геологического неуспеха. Таким образом, результатом оценки ресурсной базы служат гистограммы распределения ресурсной базы по кластерам, из них выделяются сценарии, достаточные для характеристики существующего диапазона неопределенности и планирования программы ГРП. Как правило, минимальное число сценариев – четыре: три – в случае геологического успеха (реализации P10, P50, P90) и один – при геологическом неуспехе. Выбор геологических сценариев для расчета профилей добычи является важной задачей, так как равные объемы запасов могут определяться различной комбинацией по свойствам и числу объектов. Завершающая стадия оценки ресурсной базы кластеров – анализ ее качества, основных неопределенностей и рисков, планирование ГРП, которые потребуются для исключения неопределенностей и рисков. На основе выявленных неопределенностей подсчетных параметров, вносящих наибольший вклад в распределение ресурсной базы, необходимо составить программу ГРП, позволяющую минимизировать неопределенности.

**ВЫПОЛНЕННЫЙ АНАЛИЗ ПОЗВОЛИЛ ВЫЯВИТЬ
АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ, ТАКИЕ КАК
НЕОБХОДИМОСТЬ ВОСПОЛНЕНИЯ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ
И УВЕЛИЧЕНИЯ ОБЪЕМОВ ГРП С ЦЕЛЬЮ
ДОСТИЖЕНИЯ И ПОДДЕРЖАНИЯ ЦЕЛЕВОГО
УРОВНЯ ДОБЫЧИ ПРИ ТЕКУЩЕМ ОБЪЕМЕ
ЭКОНОМИЧЕСКИ ЭФФЕКТИВНЫХ КЛАСТЕРОВ**

Далее ресурсная база по сценариям, соответствующим ветке геологического успеха (P10, P50, P90), передается для проектирования оптимальной системы разработки и определения наиболее эффективных инфраструктурных решений в периметре кластера. Результатом расчета являются профили добычи нефти по трем сценариям геологического успеха. Для каждого кластера просчитывается набор различных вариантов систем разработки. Решение о выборе итогового варианта принимается на основании экономических показателей. Подбор оптимальной системы разработки сопровождается оценкой минимально рентабельных нефтенасыщенных толщин для исключения из дальнейших расчетов объектов разработки, эффективные толщины которых ниже минимально рентабельных.

Суммарный профиль добычи по кластеру рассчитывается путем вероятностного суммирования профилей добычи по объектам кластеризации, удовлетворяющим условию окупаемости затрат на геологоразведку и эксплуатационное бурение. При наличии множества объектов рассчитывается объем минимально рентабельных запасов для исключения ловушек, разработка которых нерентабельна. Вероятностное суммирование проводится при помощи построения распределения добычи по всем объектам кластеризации на каждый год с учетом вероятности реализации различных сценариев (рис. 1).

При наличии профилей добычи по кластеру по трем сценариям можно оценить доходы и расходы для каждого варианта, сформировав таким образом прогноз денежного потока. Оценка экономической эффективности кластеров выполняется с использованием следующих показателей: ожидаемому денежному результату EMV (Expected Monetary Value), ожидаемому индексу доходности J . Отдельно по вероятностным сценариям рассчитываются чистый дисконтированный доход NPV (Net Present Value) и индекс рентабельности PI (Profitability Index). Для консолидации имеющейся информации в унифицированной форме, подходящей для дальнейшего ранжирования кластеров и формирования долгосрочной СРРБА, результаты оценки кластера собираются единым шаблоном формата паспорта кластера. Шаблон дает возможность получить комплексное представление о всех оцениваемых параметрах действующая – от ресурсной базы до экономики. Для облегчения заполнения шаблона разработаны макросы, позволяющие настроить автоматическое получение данных из различного программного обеспечения (ПО) и баз данных (БД). С целью хранения и консолидации паспортов разработана web-плат-

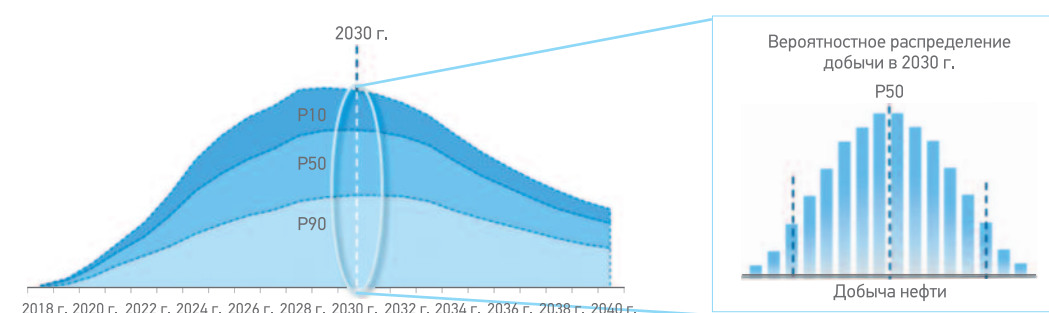


Рис. 1. Результат вероятностного суммирования профилей добычи

форма, которая дает возможность выполнить комплексный анализ результатов оценки кластеров и ранжирование для формирования долгосрочной программы ГРП [3].

РАНЖИРОВАНИЕ КЛАСТЕРОВ И ФОРМИРОВАНИЕ ДОЛГОСРОЧНОЙ ПРОГРАММЫ ГРП

Ранжирование кластеров проводится на основании комплексного анализа экономической эффективности, потенциала добычи, объема ресурсной базы и других параметров, консолидированных в паспорте кластера. Целью ранжирования и приоритизации являются анализ возможности достижения необходимых тактических и стратегических ориентиров актива с учетом текущих ограничений, а также определение наиболее и наименее эффективных кластеров, выделение ключевых проектов, рекомендуемых к реализации, и проектов, от которых при текущей экономической ситуации следует отказаться.

Стратегическими и тактическими ориентирами могут быть необходимая добыча или объем ресурсной базы, показатели экономической эффективности и др. В то же время ограничения основываются на требуемых уровнях инвестиций, степени риска, лицензионных обязательствах и др.

Для ранжирования необходимо собрать и проанализировать информацию по всем кластерам актива. С целью ускорения и упрощения сбора и анализа данных в компании разработана постоянно действующая модель запасов и ресурсов (ПДМЗиР) [4], позволяющая систематизировать и сравнить между собой основные характеристики кластера, такие как экономическая эффективность, прогнозный профиль добычи, объем ресурсной базы, степень риска, необходимые инвестиции и другие на основе визу-

ального представления в виде графиков и диаграмм (рис. 2).

В качестве дополнительного инструмента для определения последовательности ввода кластеров в реализацию и повышения эффективности процесса приоритизации проектов может применяться портфельный анализ [5]. Он дает представление об экономической эффективности инвестиций и является основой для принятия решений с учетом финансовых ожиданий и ограничений, что позволяет получить максимальную выгоду и численно оценить риски. Данный подход актуален для активов с большим числом кластеров, равнозначных по параметрам ранжирования и не имеющих жестких ограничений по лицензионным обязательствам.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМОГО ПОДХОДА К ФОРМИРОВАНИЮ СТРАТЕГИИ РАЗВИТИЯ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ АКТИВА В ЯНО

Большая часть месторождений рассматриваемого актива характеризуется высокой степенью выработки запасов нефти на поздних стадиях разработки. Методы интенсификации не позволяют в полной мере компенсировать темпы падения добычи нефти. В связи с этим основные ожидания с точки зрения поддержания текущего уровня добычи связаны с открытием новых залежей и доразведкой открытых. В то же время вероятность новых крупных открытий невелика, что обуславливает важность всесторонней проработки стратегии поиска новых залежей.

Для качественной проработки стратегии опоискования перспективных объектов вся ресурсная база предприятия была разделена на 22 кластера. Основным критерием объединения нескольких залежей в кластер, кроме общего геологического строения, была единая закономерность их разведки. Немаловажным фактором разделения была также возможность выработки для всех перспективных объектов, входящих в кластер, единых инфраструктурных решений. Как правило, эта возможность определялась территориальной близостью объектов либо к имеющейся на месторождениях инфраструктуре, либо друг к другу. В то же время в отдельные кластеры было выделено несколько залежей, опоискование которых не зависело от принятых решений по близлежащим ловушкам.

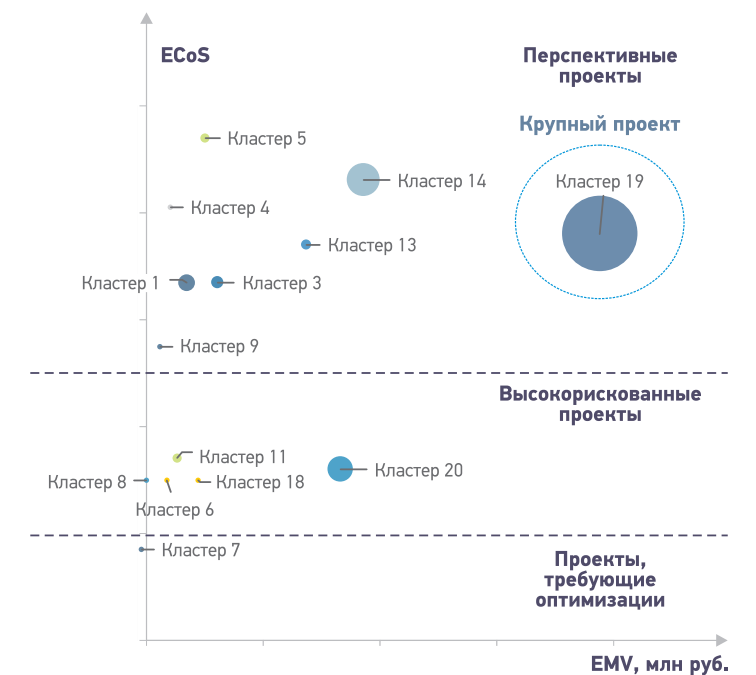


Рис. 2. Один из вариантов ранжирования кластеров

Каждый выделенный кластер характеризовался разной степенью изученности и, как следствие, степенью неопределенности, и качеством исходных данных. Исходя из возможного потенциала, а также полноты и качества исходной информации все кластеры были разделены на группы. В первую группу вошли кластеры высокого приоритета, имеющие всю необходимую информацию для проведения качественной вероятностной оценки, во вторую группу – кластеры, которые на текущий момент не обладают необходимой полнотой исходных данных. Подходы к проведению вероятностной оценки для каждой группы были различны. Для кластеров первой группы проводилась многовариантная 2D вероятностная оценка с использованием программных продуктов, позволяющих определять запасы на основе карт. Для каждой ловушки было выполнено более 300 итераций расчета, с учетом неопределенностей по толщине, структуре, пористости, нефтенасыщенности, уровню водонефтяного контакта и PVT-свойствам объектов. Каждая реализация включала набор карт, которые в дальнейшем использовались для расчета профилей добычи. Для кластеров второй группы вероятностная оценка проводилась без построения карт. Все подсчетные параметры, имеющие неопределенность (площадь, эффективные толщины, пористость и др.), задавались в виде вероятностных распределений, пере-

множаемых по методу Монте-Карло. Из итогового распределения в дальнейшем для расчета профилей добычи извлекались необходимые сценарии. При расчете профилей добычи вместо карт нефтенасыщенных толщин использовались типовые гистограммы толщин, полученные по месторождениям-аналогам.

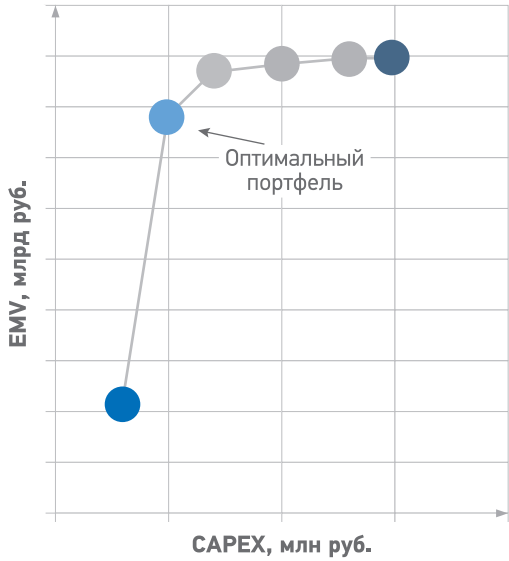


Рис. 3. Принцип определения оптимального портфеля

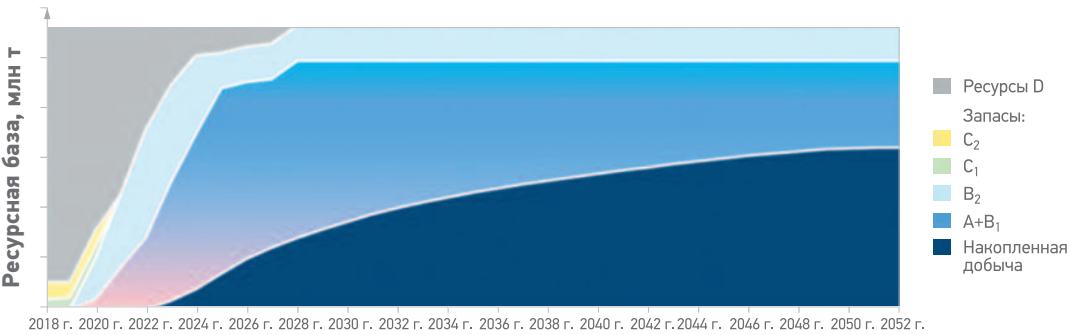


Рис. 4. График ожидаемого изменения ресурсной базы в терминологии российской классификации запасов

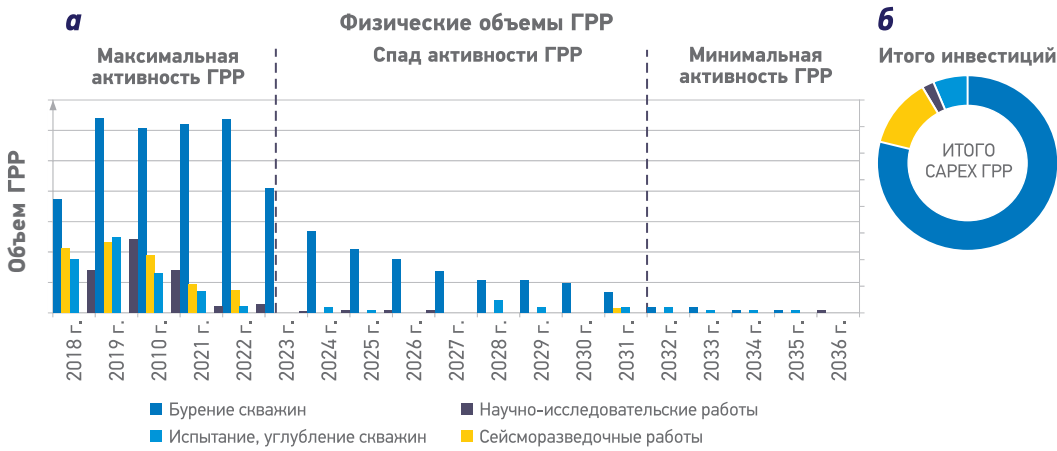


Рис. 5. Распределение физических объемов ГРП по годам (а) и объем инвестиций (б)

На следующем этапе были рассчитаны профили добычи для каждого кластера по сценариям, соответствующим геологическому успеху (P10, P50, P90) по описанной выше методике. Полученные профили добычи послужили основой экономической модели каждого кластера. Далее на основе алгоритмов, используемых для проведения портфельного анализа в рамках СРРБА, был сформирован портфель кластеров актива, являвшийся наиболее эффективным с точки зрения соотношения EMV и капитальных вложений (CAPEX) в ГРП и способный с наибольшей степенью уверенности обеспечить достижение целевых показателей (рис. 3). Проведенный анализ кластеров актива позволил сформировать оптимальный портфель проектов ГРП. Важным выводом стало также то, что периметр оцененных кластеров обеспечивает высокую активность ГРП в период до 2022 г. Это определяет необходимость выявления новых потенциально перспективных объектов для оценки и формирования программы ГРП после 2022 г. (рис. 4, 5).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основе описанной методики и комплексного анализа кластеров был определен оптимальный набор проектов, рекомендуемый к реализации в рамках долгосрочного и среднесрочного планов проведения ГРП на активе в ЯНАО. Выполненный анализ позволил выявить актуальные проблемы, такие как необходимость восполнения ресурсной базы и увеличения объемов ГРП с целью достижения и поддержания целевого уровня добычи при текущем объеме экономически эффективных кластеров. На основе результатов анализа был разработан план мероприятий по устранению выявленных проблем, в том числе рассмотрена возможность покупки новых лицензионных участков или оптимизации технологических решений. Таким образом, системный подход к формированию стратегии развития ресурсной

базы позволяет комплексно оценить эффективность текущей стратегии и скорректировать ее, своевременно отказавшись от проведения ГРП на экономически нерентабельных объектах, изменить сроки начала реализации программы ГРП. Это позволяет повысить ценность актива и обеспечивает четкую взаимосвязь целей и планов работ, что особенно актуально в условиях ограничения финансирования ГРП. Оптимальный набор кластеров актива, определенный по результатам анализа, является основой дальнейших управленческих решений, создания региональных стратегий/программ и оценки вероятности достижения стратегических целей всей компании.

Список литературы

1. Роуз П.Р. Анализ рисков и управление нефтегазопроисводными проектами. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2011. – 304 с.
2. Геолого-экономическая оценка проектов: настоящее и будущее / М.Г. Дымочкина, П.Ю. Киселев, М.Н. Пислегин [и др.] // PRONEFT. – 2018. – №3 (9). – С. 18-23.
3. Постоянно действующая модель запасов и ресурсов – инструмент непрерывного анализа для развития ресурсной базы углеводородного сырья / М.М. Исламуратов, О.А. Захарова, И.А. Теплоухова [и др.] // NefteGAZ.ru. – 2018. – №7. – С. 27-31.
4. Инновационный инструмент для принятия стратегических решений и анализа ресурсной базы – Постоянно действующая модель запасов и ресурсов / О. Захарова, И. Теплоухова, М. Исламуратов [и др.] // SPE-1916603-18RTC-RU. – 2018.
5. Оптимизация портфеля проектов ГРП с целью повышения эффективности инвестиций / В. Жуков, С. Погребнюк, Р. Газалиев, Е. Богданович // SPE-191602-18RPTC-RU. – 2018.

Reference

1. Rose P.R., Risk analysis and management of petroleum exploration ventures, AAPG, 2001, p. 164.
2. Dymochkina M.G., Kiselev P.Yu., Pislegin M.N., Kuz'min T.G., Mullagaliev A.T., Geological and economic evaluation (GEE): from present to future (In Russ.), PRONEFT", 2018, no. 3(9), pp. 18-23
3. Islamuratov M.M., Zakharova O.A., Teploukhova I.A., Panfilova E.S., Kisurina A.A., Ershov A.O., On-line model of reserves and resources - Tool to constant analyzing in developing resource base of hydrocarbon raw materials (In Russ.), NefteGAZ.ru, 2018, no. 7, pp. 27-31
4. Zakharova O., Teploukhova I., Islamuratov M., Kisurina A., Panfilova E., Stepanova V., Ershov A., Innovative strategy decision and portfolio assets analysis instrument – Permanent model of on-line reserves and resources monitoring (In Russ.), SPE 191603-18RTC-RU, 2018.
5. Zhukov V., Pogrebnyuk S., Gazaliev R., Bogdanovich E., Exploration portfolio optimization for increase of investment effectiveness, SPE 191602-18RPTC-RU, 2018.



УДК
© Коллектив
авторов, 2018

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕАГЕНТА НА ОСНОВЕ БИОПОЛИМЕРА ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ НЕФТЯНЫХ РАЗЛИВОВ В АРКТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

EVALUATION OF THE EFFECTIVENESS OF A BIOPOLYMER BASED REAGENT FOR THE ELIMINATION OF OIL SPILLS IN ARCTIC CONDITIONS

А.М. Кунакова, к.х.н., **Ф.Г. Усманова**, к.х.н.
Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»),
А.В. Максимов
ПАО «Газпромнефть»
О.А. Барышникова
Университет ИТМО

Электронный адрес: Usmanova.FG@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: эффективность очистки воды, нефтяная пленка, биополимер, арктические условия

A.M. Kunakova, F.G. Usmanova Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg
A.V. Maksimov Gazprom neft PJSC, RF, Saint-Petersburg
O.A. Baryshnikova ITMO University, RF, Saint-Petersburg

In connection with the high risks of emergencies in the operation of Arctic shelf deposits, an important task is to provide such facilities with effective and environmentally safe technologies for liquidating oil spills on the water surface. In this study, the effectiveness of the reagent - the oil encapsulator, which is a biopolymer and used as an aqueous solution - was evaluated. The physicochemical properties are investigated and the maximum oil capacity of the encapsulator is determined. As a test environment, sea water and oil from the Prirazlomnoye field were used. The effectiveness of cleaning the water surface from an oil film with an encapsulator in laboratory conditions at low temperatures is shown.

Keywords: water purification efficiency, oil slick, biopolymer, arctic conditions

DOI: 10.24887/2587-7399-2019-1-74-76

ВВЕДЕНИЕ

Сохранение благоприятной окружающей среды и рациональное использование природных ресурсов – приоритетные принципы ведения бизнеса для «Газпром нефти», единые для всех дочерних обществ компании. Принципы совершенствования природоохранных и ресурсосберегающих технологий с целью сохранения природных ландшафтов и минимизации негативного воздействия на окружающую среду определяют приоритетные направления устойчивого развития компании со следующими изменениями:

- повышение уровня экологической безопасности производственных процессов;
- соблюдение принципов рационального использования природных ресурсов;

- минимизация объёмов образования отходов на основе применения современных технических средств и технологий по преобразованию отходов во вторичное сырье;
- развитие экологической культуры управления и производства, компетенций порядков организаций;
- осуществление научной деятельности для поиска новых эффективных природоохранных техник и технологий.

Технологии ликвидации аварийных разливов нефти в шельфовых зонах России в настоящее время основаны на применении механических способов с использованием различных технических средств и химических добавок. Наиболее перспективным и эффективным, опираясь на мировой опыт в данном направлении, является использование диспергентов или новых поверхностно-

активных веществ, например, биополимеров [1].

Ликвидацию аварийного разлива для повышения эффективности проводить в два этапа. Первый этап – это устранение разлива механическими методами с применением боновых заграждений и скиммерных систем, позволяющих собрать основную массу нефтепродуктов.

Дальнейшую очистку рекомендуется проводить с помощью нефтяных сорбентов или диспергентов для вытеснения и устранения нефтяного пятна с поверхности воды.

Сорбент выбирают на основе следующих показателей:

- способность удерживать нефть;
- степень поглощения воды;
- сорбирующая способность;
- диапазон рабочих температур;
- плавучесть.

Кроме того, учитываются предельное время нахождения в воде до начала негативных процессов (разрушения структуры, обратной отдачи нефти), удобство транспортировки, способ нанесения, сбор и стоимость материала.

Вследствие уязвимости и ценности водных экосистем Арктики современные химические средства для ликвидации разливов нефти на поверхности морей в арктических условиях должны быть экологически безопасными [2]. Поиск, разработка и оценка эффективности таких веществ являются актуальными задачами как для зарубежных, так и для российских нефтедобывающих компаний.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МАКСИМАЛЬНОЙ НЕФТЕЕМКОСТИ ИНКАПСУЛЯТОРА

В процессе исследований оценивалась эффективность реагента нового типа «Биомикрогель – инкапсулятор нефтяных и масляных пленок» (далее БМГ), образцы которого предоставлены разработчиком – ООО НПО «Биомикрогели». Испытания проводились в лабораторных условиях, приближенно моделирующих нефтяной разлив в морской воде. Моделирование разлива дает возможность определить основные параметры, влияющие на эффективность удаления нефти в различных условиях.

Испытываемый реагент переводит нефтепродукты, находящиеся в воде, из обычного состояния в желеобразное, предотвращая их растекание и воспламенение и позволяя извлекать их из воды. Данный реагент применяется в виде водного раствора концентрацией 2,5 %. Являясь коагулянт, он способствует образованию в воде глобул или

Таблица 1

Количественное соотношение БМГ:нефть, г/г	$X_{ост} \pm U$, мг/л	Эффективность очистки, %
1:3	0,516±0,129	99,736
1:5	~0	~100
1:10	1,046±0,262	99,465
1:20	1,469±0,367	99,643
1:30	2,429±0,607	99,607
1:40	2,129±0,532	99,793
1: 55	15,004±3,751	98,676

Примечание. $X_{ост}$ – остаточное количество нефти; U – погрешность.

капсул «нефть в БМГ», которые, слипаясь, образуют «хлопья» [3].

Из-за отсутствия практики применения подобных реагентов для ликвидации разливов и методик оценки их эффективности авторами была разработана программа, в соответствии с которой проводились исследования.

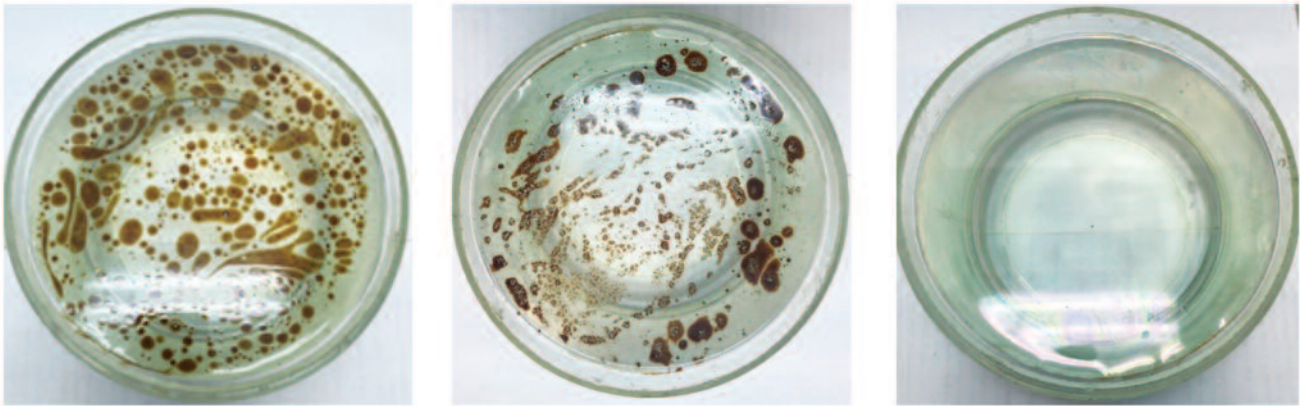
Для опытов использовались пробы нефти и морская вода с месторождения Приразломное. Исследуемая нефть характеризуется как тяжелая (плотность составляет 0,903 г/мл), повышенной вязкости.

Основной задачей при проведении данной работы было определение максимальной нефтеемкости БМГ-инкапсулятора, необходимой для расчета количества раствора БМГ, который расходуется для поглощения определенного объема нефти или нефтепродукта. Данный параметр определяли визуально при смешивании определенных соотношений морской воды, нефти и раствора БМГ при комнатной температуре (20±5 °С) (табл. 1). По результатам исследований максимальная нефтеемкость принята равной 50 г нефти на 1 г сухого БМГ.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕАГЕНТА ПО СТЕПЕНИ ОЧИСТКИ ВОДЫ ОТ НЕФТИ

На следующем этапе оценивалась степень очистки воды от нефтяной пленки раствором БМГ при нанесении его методом распыления (см. рисунок).

Серия экспериментов проводилась на пленке нефти толщиной приблизительно 0,1 мм в объеме морской воды 1000 мл. Опытным путем определили количество раствора БМГ для нанесения распылением: три нажатия распылителя соответствует примерно 0,3 г раствора, что соответствует количеству соотношению БМГ:нефть 1:20 г/г. Испытания проводились на образце морской воды при температуре 10±2 °С и на об-



Результат взаимодействия БМГ с нефтью на поверхности морской воды

Таблица 2

Температура морской воды, °С	$X_{ост} \pm U$, мг/л	Эффективность очистки, %
10 ± 2	2,604 ± 0,651	99,368
0 ± 5 (лед)	16,829 ± 4,207	97,831

разце льда, полученного из морской воды, при температуре 0±5 °С. Результаты испытаний показаны на рисунке. После нанесения БМГ на пленку нефти ждали 15 мин, затем удаляли капсулированную нефть с поверхности воды с помощью сетки из полимерного материала с размером пор 1~2 мм. Для определения остаточного количества нефти пробу воды анализировали флуориметрическим методом на приборе «Флюорат-02» согласно методическим указаниям МУК 4.1.1262–03. Результаты оценки степени очистки воды от нефти при количественном соотношении БМГ:нефть, равном 1:20 г/г, представлены в табл. 2.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Раствор БМГ-инкапсулятора показал высокую эффективность при применении его методом распыления для ликвидации тонких

нефтяных пленок на поверхности воды или льда. Максимальная нефтеемкость инкапсулятора составляет 50 г нефти на 1 г сухого БМГ, что значительно превышает данный показатель для известных применяемых сорбентов. Сухая форма реагента удобна для транспортировки и хранения в условиях платформы. Раствор БМГ можно использовать в арктических водах, так как температура его застывания составляет -7 °С, однако необходимо обеспечить соответствующие условия приготовления и хранения раствора. Чтобы оценить возможность использования реагента в промышленных масштабах требуется проведение полевых бассейновых испытаний в условиях, приближенных к реальным. Кроме того, для дальнейшего применения реагента обязательными являются выбор и адаптация технологий нанесения раствора на поверхность воды, последующего сбора и утилизации сорбированной нефти к условиям шельфа.

Список литературы

1. Антропова Н.А., Шефер Я.Е. Эффективность методов ликвидации разливов нефти на акваториях/ Проблемы геологии и освоения недр: Труды XVI Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, Томск, 2-7 апреля 2012 г. в 2 т. / Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Институт природных ресурсов (ИПР); Общество инженеров-нефтяников, Студенческий каптер; под ред. О. Г. Савичева. – 2012. – Т. 2. – С. 408–410.
2. Хаустов А.В., Редина М.М. Проблемы планирования и предупреждения аварийных ситуаций на нефтепроводах // Право и безопасность. – 2010. – № 2 (35). – С. 62–64.
3. Высокоэффективные экологичные средства на основе микрогелей полисахаридов. – <http://export.vl.ru/profiles-list/item/vysokoeffektivnyye-ekologichnye-sredstva-na-osnove-mikrogeley-polisakharidov-13039/>.

Reference

1. Efficiency of methods of liquidation of oil spills in water areas. [Electronic resource] / N.A. Antropova, Ya. E. Shefer // Problems of Geology and Subsoil Development: Proceedings of the XVI International Academic M.A. Usov, Symposium of Students and Young Scientists, Tomsk, April 2-7, 2012 in 2 tons / National Research Tomsk Polytechnic University (TPU), Institute of Natural Resources (IPR); Society of Petroleum Engineers, Student Chapter; Ed. O.G. Savicheva. - 2012. - T. 2. - [P. 408-410].
2. Khaustov A.V., Redina M.M. Problems of Planning and Prevention of Emergency Situations in Oil Pipelines // Law and Security. - M., 2010. - №2 (35). - P. 62-64.
3. Higly effective eco-friendly products based on polysaccharide microgels. [Electronic resource] / Access mode: <http://export.vl.ru/profiles-list/item/vysokoeffektivnyye-ekologichnye-sredstva-na-osnove-mikrogeley-polisakharidov-13039/>.

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

Концепция применения метода температурных меток в горизонтальных скважинах в условиях многофазного потока

Яруллин Р.К., Яруллин А.Р., Гаязов М.С.

В статье приведены результаты экспериментальных исследований применимости метода тепловой метки для решения практических задач в условиях горизонтальной скважины. Исследования проводились на термогидродинамическом стенде БашГУ. Результаты исследования показали принципиальную возможность применения метода в условиях двухфазного расслоенного потока с погрешностью не более 8 %. По результатам работы определены требования к конфигурации скважинной аппаратуры, обеспечивающей возможность оценки поинтервальных фазовых расходов в низкодебитных горизонтальных скважинах.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Результаты изучения и примеры реализации проектов разработки месторождений с нефтяными оторочками компании «Газпром нефть»

Ковальчук С.В., Полушина Е.В., Горенкова Е.А.

Нефтяные оторочки содержат трудноизвлекаемые запасы, однако являются перспективными объектами разработки. Существует ряд факторов, которые затрудняют применение традиционных методов, в связи с чем возникла необходимость рассмотреть новые технологические решения, которые позволят вовлечь в эксплуатацию сложные запасы подгазовых залежей.

Представлен опыт реализуемых в компании ООО «Газпромнефть-НТЦ» проектов развития активов нефтегазоконденсатных месторождений с нефтяными оторочками. Рассмотрены ключевые особенности геологического строения и параметров разработки, выявлены основные проблемы и пути их решения, а также представлены полученные результаты. Все изучаемые объекты: Заполярное, Восточно-Мессояхское, Чаяндинское, Новопортовское, Ен-Яхинское, Песцовое, Уренгойское месторождения, – характеризуются сложным геологическим строением, вторичными преобразованиями коллекторов, расположением в регионах со слабо развитой инфраструктурой.

Применен подход поиска зон улучшенных коллекторов, рассмотрены методики определения оптимальных параметров системы разработки, в ходе реализации проектов получен опыт бурения многозабойных горизонтальных скважин для разработки нефтяных оторочек. Приведены основные выводы и рекомендации, которые в дальнейшем могут применяться на подобных объектах.

Оценка эффективности ингибиторов гидратообразования изотермическим методом

Кунакова А.М., Усманова Ф.Г., Воронцова Ю.С., Гоголева А.Д.

Данная статья посвящена исследованиям ингибиторов гидратообразования в лабораторных условиях изотермическим методом с целью оценки их эффективности и выбору наиболее эффективных для проведения опытно-промышленных испытаний в условиях восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ). В рамках работы было протестировано 12 реагентов различных производителей. Оценка эффективности этих реагентов была проведена изотермическим методом в условиях, моделирующих промышленные. В результате тестирования определены наиболее эффективные реагенты и их дозировки, максимально снижающие температуру начала образования гидратов. Даны рекомендации по проведению опытно-промышленных испытаний ингибиторов на восточном участке Оренбургского НГКМ. По итогам проведения опытно-промышленных испытаний реагента № 3 было установлено, что при равных технических показателях с базовым реагентом метанолом, применение испытываемого реагента в качестве ингибитора гидратообразования экономически выгодно.

Влияние качества глубинных проб на результаты исследований фазового поведения парафинов и асфальтенов пластовой нефти

Федоровский С.А., Лобанов А.А., Промзев И.О., Коваленко В.А., Сергеев Г.Д.

В работе проиллюстрировано влияние качества глубинных проб на результаты исследований фазового поведения парафинов и асфальтенов пластовой нефти. Сравнивались результаты исследований условно представительной пробы пластовой нефти и глубинных проб, отобранных в условиях многофазного потока, что повлекло за собой попадание в камеры пробоотборников различного объема свободного газа, пластовой воды и твердой фазы асфальтенов, смол и парафинов. По каждой пробе был проведен комплекс PVT-исследований согласно ОСТ 153-39.2-048-2003 и Стандарта ПАО «Газпромнефть» М-01.01.03.04-02 «Лабораторные исследования проб пластовых флюидов» (исследование PV-соотношений, однократное разгазирование, определение вязкости и плотности) и исследование фазового поведения парафинов и асфальтенов методами акустического резонанса (регистрация момента фазового перехода), микроскопии высокого давления (определение количества и геометрических размеров частиц твердой фазы), гравиметрическим и фильтрационным методами (определение группового состава твердой фазы). Для подготовки глубинных проб

нефти в намерах была проведена процедура выпуска свободного газа до текущего давления насыщения нефти газом. По результатам анализов выявлено, что процедура выпуска свободного газа влияет на PVT-характеристики проб незначительно: расхождение основных экспериментально определенных параметров не превышало допуски ОСТ 153-39.2-048-2003, однако такие пробы непригодны к исследованиям фазового поведения парафинов и асфальтенов, поскольку расхождения различных параметров (содержание асфальтенов, смол и парафинов, температура насыщения нефти парафином, давление насыщения нефти асфальтеном и др.) достигает 70 %. Следует учитывать, что в случае необходимости подобного рода исследований геологической службой недропользователя совместно со специалистами научно-технических центров, а также подрядных организаций, осуществляющих как отбор проб, так и лабораторные исследования, необходимо особенно тщательно прорабатывать план работ в скважине и контролировать процедуры подготовки скважины и отбора проб. Исследования проводились на оборудовании Инновационно-технологического центра арктических нефтегазовых лабораторных исследований Северного (Арктического) федерального университета имени М.В. Ломоносова (ИТЦ АНГЛИ С(А)ФУ).

Повышение эффективности бурения новых скважин на основе оптимизации системы разработки юго-западного блока восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения
Сугаипов Д.А., Яковлев А.А., Галяутдинов И.М., Монжерин М.А., Девяткин В.С.

Рассмотрена методика выбора оптимальной системы разработки на примере восточного участка Оренбургского НГКМ. Уделено внимание основным аспектам разработки месторождения с газовой шапкой и сложным трещинно-поровым типом коллектора. Приведен подробный анализ эффективности бурения восточного участка Оренбургского НГКМ, рассмотрен опыт оптимизации системы разработки юго-западного блока восточного участка Оренбургского НГКМ с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами. Показаны результаты бурения оптимизированных горизонтальных скважин с длиной ГС 800-1000 метров.

Факторный анализ успешности геолого-технических мероприятий как инструмент повышения качества геолого-гидродинамических моделей
Наугольнов М.В., Растегаева Е.А., Зилькарниев Р.З., Асмандияров Р.Н.

Проведено сравнение различных методических подходов к факторному анализу успешности геолого-технических мероприятий (ГТМ). Особое внимание уделено анализу результатов бурения горизонтальной скважины (ГС) с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП). Предложены усовершенствованные инструменты выполнения анализа, основанные на интегральном методе и на использовании регрессионной модели. Корректный учет всех технологических факторов на этапе планирования ГТМ позволяет избежать переоценки либо недооценки потенциала нового бурения. Использование рассмотренных инструментов для ряда новых кустов позволило системно скорректировать геолого-гидродинамические модели, верно оценить потенциал новых скважин и своевременно принять решения, касающиеся необходимости проведения ГТМ и будущего бурения.

Массовое проведение гидроразрыва пласта – ключевая технология разработки южной части Приобского месторождения
Колупаев Д.Ю., Биккулов М.М., Солодов С.А., Янин К.Е.

Анализ эффективности реализуемых технологий разработки, основанных на массовом применении гидроразрыва пласта (ГРП), представляет большой интерес для специалистов нефтегазовой отрасли. Обобщен опыт применения большеобъемных гидроразрывов низкопроницаемых пластов, установлены общие закономерности изменения технологических показателей, современных трендов в развитии реализуемой системы разработки. Современный тренд в технологии разработки месторождения – активное применение горизонтальных скважин с многостадийным ГРП (МГРП). Дальнейшее совершенствование применяемых технологий ГРП будет способствовать повышению эффективности разработки Приобского месторождения и увеличению коэффициента нефтеизвлечения пластов.

НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Испытания клапанов-отсекателей для защиты продуктивных пластов от жидкостей глушения при смене установки электроцентробежных насосов на месторождениях ПАО «Газпром нефть»

Кучурин А.Е., Кибирев Е.А., Кунакова А.М.

Описаны осложнения, встречающиеся при глушении скважин на месторождениях компании ПАО «Газпром нефть». Представлены результаты опытно-промышленных испытаний клапанов-отсекателей различных конструкций и различных принципов действия. Приведены их преимущества и недостатки, выявленные в ходе испытаний, проведенных в различных регионах присутствия компании.

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Внедрение цифровой информационной системы «Подбор ГТМ» на объектах НИС а.д. Нови Сад

Чернорукова О.Н., Пилипенко М.А., Ягфаров Р.Р., Билута М.А., Асмандияров Р.Н., Зилькарниев Р.З., Студинский Р.Н., Растегаева Е.В., Воробьев Д.С.

Оптимизация разработки комплексных программ проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ) в скважинах НИС а.д. В 2018 г. начато опытное внедрение цифровой информационной системы отбора скважин для проведения ГТМ. Описанный в статье подход обеспечивает более качественное планирование ГТМ, так как данные обрабатываются в единой системе. Подготовлен список из 53 скважин-кандидатов для уплотняющего бурения и 40 кандидатов для ректификационной работы. Разработана программа проведения ГТМ, оценена ее эффективность, выявлены риски. Из предложенных скважин-кандидатов пробурены две скважины и завершен один гидроразрыв пласта. Результаты применения алгоритма отбора признаны приемлемыми, методика пригодна для дальнейшей работы. Использование информационных технологий при разработке программ проведения ГТМ позволило модернизировать инженерный подход, автоматизировать процессы первоначального отбора скважин, оперативно получать результаты расчетов по крупным месторождениям, повысить качество отбора скважин для проведения ГТМ, сделать процесс более информативным благодаря работе в режиме реального времени.

ЭРА:Ремонты – информационная система для повышения эффективности бизнес-процесса при текущих и капитальных ремонтах скважины

Огородов А.В., Тишкевич С.В., Фролов Д.А., Шестаков Д.А., Брыляков В.Е., Гизатуллин А.Р.

Рассмотрена оптимизация процессов при текущем и капитальном ремонтах скважин с применением информационной системы «ЭРА:Ремонты», предназначенной для автоматизации всего цикла при проведении внутрискважинных работ и анализа эффективности выполненных мероприятий. В основу концепции информационной системы заложен принцип циклического организационного управления PDCA (Plan-Do-Check-Act), который реализуется за счет непрерывного цикла анализа эффективности ранее выполненных мероприятий в целом и учета этих данных при последующих циклах планирования. Качество планирования мероприятий, а следовательно, и их эффективность повышаются со временем накопления аналитических данных. Для того чтобы работать с качественными данными, которые можно анализировать в дальнейшем, в системе запрещен ввод ключевых данных в произвольной форме, т.е. все данные в систему вносятся через загруженные в нее справочники и классификаторы, это является основным преимуществом перед существующими на рынке аналогами. Использование подобных систем предполагает привлечение исполнителей для выполнения внутрискважинных работ, в большинстве случаев это внешние подрядные организации.

Работа в системе не требует стабильного интернета и особых разрешений для доступа в корпоративную сеть, с приложением для подрядных организаций можно работать офлайн, данные автоматически выгружаются на сервер при появлении соединения.

ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ

Солнечная энергетика сегодня – миф или реальность

Туровин О.А., Огнев Е.Н.

Представлен эффективный способ применения солнечной генерации на нефтяных месторождениях компании «Газ-пром нефть», разработанный в процессе проведения работ в направлении повышения эффективности энергоснабжения месторождений.

Сформирован вывод о текущей целесообразности масштабного применения солнечной генерации в России с учетом ее динамичного развития в мире.

ЭКОНОМИКА, УПРАВЛЕНИЕ, ПРАВО

Транзакционность цифровой трансформации в научной организации

Хасанов М.М., Краснов Ф.В.

Инновационные продукты, рынки и бизнес-модели способствуют росту бизнеса, а прорывные стратегии радикально меняют его экосистему. При управлении инновациями компании необходимо решить, следует ли инвестировать в новые продукты для еще не существующих рынков и в бизнес-модели, которые еще не опробованы. Лидеры постоянно упускают значительные возможности, когда сталкиваются с необходимостью отменить изменения и начать заново, потому что традиционные методы анализа не подходят для инноваций. Работа с прорывными стратегиями отличается от прогноза будущего на основе взгляда в прошлое. Важно не просто прогнозировать будущее, но и думать о том, как создать будущее с помощью принятых решений. В этом процессе важную роль играет научный подход и право на ошибку. В этой статье мы рассмотрим различные подходы к реализации стратегии цифровой трансформации в научной организации и объясним, почему транзакции являются наилучшим методом решения подобных задач.

Системный подход к формированию стратегии развития ресурсной базы актива

Шашель В.А., Жуков В.В., Ошмарин Р.А., Богданович Е.С., Сизых А.В., Газалиев Р.Р., Попов А.Ю., Гайнетдинов Ф.Г., Перминов Д.Е.

Одной из отличительных особенностей зрелых активов является существенное истощение ресурсной базы, обусловленное длительной историей разработки основных объектов. Для поддержания текущих темпов добычи необходимо вовлекать новые залежи и неопределенные участки месторождений. Однако часто новые залежи и участки характеризуются низким потенциалом и нуждаются в комплексной проработке на всех этапах создания стоимости. В работе описан системный подход к формированию стратегии развития ресурсной базы актива, позволяющий с одной стороны поддерживать и наращивать уровень добычи, а с другой – получить максимальный экономический эффект от вовлечения новых объектов.

ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ И ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Оценка эффективности реагента на основе биополимера для ликвидации нефтяных разливов в арктических условиях

Кунакова А.М., Усманова Ф.Г., Максимов А.В., Барышникова О.А.

При эксплуатации месторождений арктического шельфа важной задачей является обеспечение таких объектов эффективными и экологически безопасными технологиями ликвидации разливов нефти на водной поверхности. В данном исследовании оценивалась эффективность реагента – масляного инкапсулятора, который является биополимером и используется в качестве водного раствора. Исследованы физико-химические свойства и определена максимальная маслоемкость инкапсулятора. В качестве тестовой среды использовались морская вода и нефть Приразломного месторождения. Показана эффективность очистки поверхности воды от масляной пленки инкапсулятором в лабораторных условиях при низких температурах.

ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДОСТАВЛЯЕМЫМ МАТЕРИАЛАМ

ПО ВОПРОСАМ ПРИЕМА СТАТЕЙ

Эльвира Римовна КЕРИМОВА, ученый секретарь Научно-Технического Центра «Газпром нефти» (ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ НТЦ»)

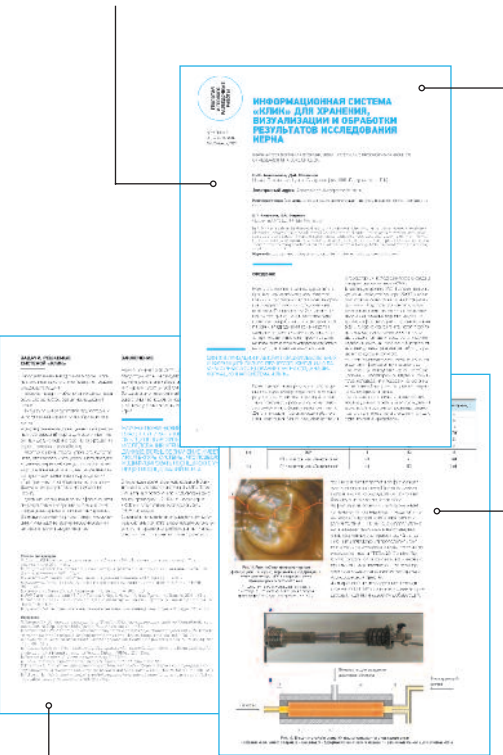
Kerimova.ER@gazpromneft-ntc.ru, тел.: +7 (812) 313 6924 доб. 3657

АВТОРСКИЙ КОЛЛЕКТИВ должен быть не более шести человек. В сведениях об авторах необходимо указать фамилию, имя, отчество полностью, место работы, занимаемую должность, ученую степень, звание (если есть), рабочий почтовый адрес, рабочий телефон, адрес электронной почты.

СТАТЬЯ ДОЛЖНА СОДЕРЖАТЬ:

- подробное введение с обоснованием целей, задач и актуальности работы;
- основную часть с описанием самого исследования;
- полноценные выводы и выделенное заключение.

ОБЪЕМ СТАТЬИ не более 20 страниц, включая рисунки и таблицы (статья выполняется в Word, 14-м шрифтом с полуторным межстрочным интервалом, без элементов верстки)



ТАБЛИЦЫ выполняются в Word, Excel, не рисунком.

РИСУНКИ в CorelDRAW (версии 13 и более ранние), PowerPoint. Разрешение рисунков и фотографий в формате jpg, tif должно быть не менее 300 dpi. Рисунки должны быть четкими. Каждый рисунок должен быть снабжен подрисуночной подписью. Все позиции на рисунке должны быть расшифрованы и описаны. Рисунки и таблицы не должны дублировать друг друга. Число рисунков не более 5 (а, б, в считаются как отдельные рисунки).

ДАННЫЕ. Все данные необходимо приводить в соответствии с ГОСТ 8.417-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин». В случаях, когда применение ГОСТ 8.417-2002 по каким-то причинам невозможно, допускается использование системы единиц измерения СИ.

ФОРМУЛЫ. Все входящие в формулу параметры должны быть расшифрованы. Расшифровку достаточно привести 1 раз, когда параметр встречается впервые. Более предпочтительным является использование Списка условных обозначений в конце статьи, тогда расшифровка в самом тексте не нужна. Сложные математические формулы желательно выполнять в формульном редакторе. Простые формулы лучше выполнять в Word.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ. В конце работы, в обязательном порядке, необходимо привести ссылки на все использованные литературные источники. Список литературы должен быть оформлен в соответствии с текущими требованиями к оформлению библиографических записей и ссылок. К статье необходимо приложить аннотацию и тезисы на русском и английском языках.

ЦИФРОВАЯ НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ

Цифровые модели нефтяных месторождений помогают нам строить высокотехнологичные скважины для добычи ранее недоступной нефти. Из единого центра в Санкт-Петербурге мы дистанционно управляем бурением сотен скважин, расположенных за тысячи километров в Западной Сибири.



Реклама



Стремимся
к большему!

GAZPROM-NEFT.RU