

15
стр. Новые технологии
при проведении испытания
и гидродинамических
исследований скважин

64
стр. Перспективное
скважинное оборудование
для добычи сланцевой
нефти баженовской свиты

102
стр. Формирование цифрового
актива на унифицированную
подводную фонтанную
арматуру

Импеданс Пуассона для определения литологического состава горных пород

стр. 23



«PROнефть» теперь в ВАК!

Отличная новость для тех, кто готовит диссертацию! Научные работы, прошедшие рецензирование, публикуются бесплатно!



ПО ВСЕМ
ВОПРОСАМ
ОБРАЩАЙТЕСЬ



КЕРИМОВА Эльвира Римовна
ученый секретарь

✉ Kerimova.ER@gazpromneft-ntc.ru



* Подробно про стандарты подготовки публикации читайте на последней странице обложки

НОВОСТИ КОМПАНИИ

4

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

10

Корочкина Н.С.

Уточнение геологического строения приконтактной зоны ахской и черкашинской свит на примере Приобской зоны

Korochkina N.S.

Geological feature clarification of the contact zone of Akhsкая and Cherkashinskaya formations on the example of Priobskaya area

15

Грызлов А.М., Барыльник С.А., Литвин В.В., Понитевский К.Л., Есипов С.В.

Впервые применены новые технологии при проведении испытания и гидродинамических исследований скважин

Gryzlov A.M., Barylnik S.A., Litvin V.V., Ponitevskiy K.L., Esipov S.V.

New technologies for well testing and hydrodynamic well study were applied for the first time

23

Хитренко А.В., Громан К.А., Лобусев А.В.

Импеданс Пуассона для определения литологического состава горных пород

Khitrrenko A.V., Groman K.A., Lobusev A.V.

Poisson impedance for lithology characterization

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

29

Бандалетова А.А., Гаврилов А.Ю., Галин Е.В.

Извлечение лития из попутных вод на примере Оренбургского НГКМ

Bandaletova A.A., Gavrilov A.Y., Galin E.V.

Lithium extraction from associated waters on the example of Orenburg OGCF

33

Малышев Б.В., Шуваев Д.В., Климов В.Ю.

Классификация остаточных извлекаемых и невовлекаемых запасов нефти по критерию сложности разработки (RCI)

Malyshev B.V., Shuvaev D.V., Klimov V.Yu.

Classification of residual recoverable and non-recoverable oil reserves by the reservoir complexity index (RCI)

40

Скрипкин А.Г., Кольцов И.Н., Мильчаков С.В.

Экспериментальные исследования кривой капиллярного осушения при ПАВ-полимерном заводнении

Skripkin A.G., Koltsov I.N., Milchakov S.V.

Experimental studies of the capillary desaturation curve in polymer-surfactant flooding

Кызыма К.Ю., Хорюшин В.Ю., Семененко А.Ф., Симаков С.М., Поглазов А.М., Девяткин В.С., Зубова Е.В., Хуснутдинов А.Р., Герасименко П.Н., Кундик А.А., Дубинин И.В.

Потенциал технологии кислотоструйного туннелирования на месторождениях «Газпромнефть-Оренбурга»

Kyzyma K.Yu., Khoryushin V.Yu., Semenenko A.F., Simakov S.M., Poglazov A.M., Devyatkin V.S., Zubova E.V., Khusnutdinov A.R., Gerasimenko P.N., Kundik A.A., Dubinin I.V.

Potential of acid tunneling technology on the fields LLC "Gazpromneft Orenburg"

НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Лихачёва Е.А., Островский В.Г., Лыкова Н.А., Мусинский А.Н., Байдаров П.А.

Надежность погружных нефтяных насосов при периодической эксплуатации

Likhacheva E.A., Ostrovskiy V.G., Lykova N.A., Musinskiy A.N., Baidarov P.A.

Oil submersible pumps reliability during cyclic operation

Овчинников К.А., Першина К.В.

Повышение энергоэффективности технологических схем с применением трубчатых печей при подготовке нефти

Ovchinnikov K.A., Pershina K.V.

Enhancing energy efficiency of technological circuits with the use of tubular furnaces when preparing oil

Рудницкий С.В., Зацепин А.Ю., Демин Е.В., Ющенко Т.С.

Перспективное скважинное оборудование для добычи сланцевой нефти баженовской свиты

Rudnitsky S.V., Zatsepin A.Yu., Demin E.V., Yushchenko T.S.

Prospective artificial lift equipment for shale oil production from the Bazhenov formation

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОБУСТРОЙСТВА НЕФЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Коркишко А.Н., Глухих Д.И., Опольский К.А.

Применение системной инженерии для снижения затрат капитального строительства на месторождениях нефти и газа

Korkishko A.N., Glukhikh D.I., Opolskiy K.A.

Applying system engineering to reduce capital construction costs in oil and gas fields

Иванов С.С., Тарасов М.Ю.

О проведении дополнительных экспериментальных исследований свойств пластовых флюидов при проектировании обустройства нефтяных месторождений

Ivanov S.S., Tarasov M.Y.

On conducting additional experimental studies of the properties of reservoir fluids in the design of oil field development

ТРАНСПОРТ И ПОДГОТОВКА НЕФТИ

Заманов И.И., Афанасьев П.Н., Ким А.В., Вершинин С.А., Блябляс А.Н.

Подходы к оценке влияния стабильного конденсата на основные показатели товарной нефти на примере Новопортовского НГКМ

Zamanov I.M., Afanasyev P.N., Kim A.V., Vershinin S.A., Blyablyas A.N.

New approaches to assessing the impact of stable condensate on the main indicators of marketable oil on the example of the "Novy Port" oil and gas condensate field

Джанелидзе С.З., Журавлев В.В., Жуков А.Ю., Хусаинов Р.Р., Боев А.С.

Борьба с солеотложением на добывающих скважинах «Газпромнефть-Востока»: результаты опытно-промысловых испытаний и технико-экономическая оценка применения капсулированного ингибитора

Dzhanelidze S.Z., Zhuravlev V.V., Zhukov A.Yu., Khusainov R.R., Boev A.S.

Scale control at production wells of Gazpromneft Vostok LLC: Results of field tests and technical and economic assessment of the use of encapsulated inhibitor

ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Майоров Д.А., Дряхлов В.С.

Формирование цифрового актива на унифицированную подводную фонтанную арматуру

Mayorov D.A., Dryakhlov V.S.

Digital asset elaboration of unified subsea X-tree

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.

Р.Н. Бахтизин, д.ф.-м.н.

А.С. Бочков, к.т.н.

А.В. Бухановский, д.т.н.

Р.А. Валиуллин, д.т.н.

А.А. Вашкевич

С.В. Головин, д.ф.-м.н.

С.А. Доктор

А.Б. Золотухин, д.т.н.

А.М. Кривцов, д.ф.-м.н.

А.А. Осипцов, д.ф.-м.н.

А.А. Пустовских, к.ф.н.

А.С. Сарваров, 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 03.02.2021. Подписано в печать 31.03.2021

Дата выхода в свет 12.04.2021. Формат 64 × 90^{1/8}

Бумага мелованная. Печать офсетная

Усл. печ. л. 14,18. Уч.-изд. л. 13,28. Бум.л. 6,63

Тираж 400 экз. Зак. 1408

Отпечатано в ООО «БЕАН»

603003, г. Нижний Новгород, ул. Баррикад, д. 1, корп. 5

Цена свободная.

© «Газпром нефть», 2021

© Научное редактирование статей и верстка

ООО «НЭИКОН ИСП»

115114, г. Москва, ул. Летниковская, д. 4, стр.5, офис 2.4

© «ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти»

Журнал зарегистрирован в Федеральной службе

по надзору в сфере связи, информационных технологий

и массовых коммуникаций (Роскомнадзор) РФ

22.09.2017 г. Рег. № ПИ ФС77-71164

«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ВНЕДРЯЕТ УНИКАЛЬНУЮ ДЛЯ ОТРАСЛИ ТЕХНОЛОГИЮ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УЛЬТРАЗВУКА

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» и «Славнефть-Мегионнефтегаз» завершили испытания первой в России технологии подготовки нефти, основанной на использовании промышленного ультразвука.

Технология обеспечивает разделение водонефтяной эмульсии на нефть и воду под воздействием ультразвуковых волн. Процесс происходит непосредственно в трубопроводе без использования специализированных резервуаров для сепарации. Новая технология позволяет более чем на 30 % снизить расход деэмульгаторов по сравнению с традиционными методами, а также применять химреагенты российского производства вместо дорогостоящих импортных аналогов.

Специалисты Научно-Технического Центра «Газпром нефти» провели исследования ультразвуковых эффектов, электромагнитного излучения, низких, высоких и сверхвысоких частот, электрогидравлического удара. В лабораторных испытаниях также участвовали ученые Российского государственного университета нефти и газа им. И. М. Губкина и инженеры-физики НПО «Волна». В результате было выявлено, как воздействуют различные силовые поля на разрушение водонефтяных эмульсий, чтобы обеспечить наиболее эффективный процесс подготовки воды и нефти.

Испытания, проведенные на промысле «Славнефть-Мегионнефтегаз», подтвердили высокую экономическую эффективность новой технологии и возможность ее тиражирования на других активах компании.

«Современные методы, основанные на достижениях фундаментальной науки, помогают нам снижать операционные расходы и увеличивать эффективность нефтедобычи. Это особенно важно при разработке зрелых месторождений, где экономическая рентабельность проектов напрямую зависит от правильно подобранных технологий», – отметил директор по технологическому развитию «Газпром нефти» Алексей Вашкевич.

«Стремление к технологическому лидерству заложено в стратегии нашего предприятия. Мы не только в полной мере используем собственные интеллектуальные ресурсы, но и экспертизу отраслевого научного сообщества. Это позволяет успешно решать многие актуальные задачи нефтедобычи, создавая уникальные технологии и оборудование», – отметил генеральный директор «Славнефть-Мегионнефтегаз» Михаил Черевко.



ТЕХНОЛОГИЯ «ЗЕЛЕНАЯ СЕЙСМИКА» «ГАЗПРОМ НЕФТИ» ПРИЗНАНА ОДНИМ ИЗ ЛУЧШИХ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЕКТОВ В РОССИИ В 2020 ГОДУ

Разработанная «Газпром нефтью» технология «Зеленая сейсмика», позволяющая минимизировать воздействие на окружающую среду при геологоразведке, получила Национальную экологическую премию имени В. И. Вернадского. Проекты «Зеленая сейсмика» и «Зеленая сейсмика 2.0» одержали победу в номинации «Наука для экологии». Они разработаны и реализованы Научно-Техническим Центром «Газпром нефти» и «Газпромнефть-Гео». «Зеленая сейсмика» – инновационная технология сейсморазведочных работ с использованием беспроводного регистрирующего оборудования. Оно устанавливается с помощью компактной вездеходной техники. Это исключает необходимость создания в лесах просек, ширина которых раньше могла достигать 5 метров. Инновационный и экологичный подход к сейсморазведке сохраняет леса. Технология широко используется компанией при исследовании участков с лесными массивами в ХМАО-Югре, ЯНАО и Томской области. С момента запуска проекта «Зеленая сейсмика» позволила сохранить более 4,5 млн деревьев.

«Эта премия – еще одно свидетельство, что компания создает передовые решения, которые не только оптимизируют производственные процессы, но и решают другую задачу: сокращают воздействие человека на окружающую среду. Разрабатывая технологию, мы по-новому посмотрели

на привычные методы и внесли в них изменения. В итоге мы получаем геологическую информацию высокого качества и сохраняем лесные массивы», – сообщил директор по технологическому развитию «Газпром нефти» Алексей Вашкевич.

«Технология «Зеленая сейсмика» является эталонной современной геологоразведки. Она позволяет не только добиваться максимальной эффективности и точности при поиске углеводородов, но и реализовывать проекты с заботой об окружающей среде», – рассказал директор по геологоразведочным работам и развитию ресурсной базы «Газпром нефти», генеральный директор «Газпромнефть-ГЕО» Юрий Масалкин.

«Нам особенно приятно, что такие крупные компании, как «Газпром нефть», заботятся о сохранении хрупких экосистем и благоприятной окружающей среды. Разрабатывая и применяя такие технологические решения, вы не только вносите вклад в науку, но и становитесь примером ответственного отношения бизнеса к своей деятельности – экологическая составляющая для вас не менее ценна, чем экономическая», – прокомментировала генеральный директор Неправительственного экологического фонда им. В. И. Вернадского Ольга Плямина.



ВЕНЧУРНЫЙ ФОНД «НОВАЯ ИНДУСТРИЯ» РАЗВИВАЕТ ИННОВАЦИОННУЮ СИСТЕМУ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ВИДЕОАНАЛИТИКИ

Венчурный фонд «Новая индустрия» (New Industry Ventures – совместный венчурный фонд «Газпром нефти», Газпромбанка, РВК и VEB Ventures) поддержал проект развития российской системы видеоаналитики для охраны труда и производственного контроля с использованием технологий искусственного интеллекта и больших данных. Фонд инвестировал в российскую компанию NVI Solutions, которая специализируется на разработке, поставке и интеграции систем искусственного интеллекта для распознавания образов. Финансирование будет направлено на создание и развитие автоматизированного программного комплекса Cuslops. Инновационная система позволяет в режиме реального времени и ретроспективно фиксировать нарушения в области охраны труда и техники безопасности, а также отслеживать заданные технологические операции на основе алгоритмов компьютерного зрения и машинного обучения. Прототип программного комплекса успешно прошел промышленные испытания и доказал свою эффективность в полевых условиях в рамках пилотных проектов на объектах ведущих российских энергетических компаний. «Сегодня "Газпром нефть" использует цифровые инструменты и машинное обучение практически на каждом этапе нефтедобычи. На наших производственных объектах расположены тысячи

датчиков и камер, с которых поступают огромные объемы информации. Эффективная обработка этих данных с помощью алгоритмов искусственного интеллекта дает новые возможности для всей индустрии, повышает контроль за работой оборудования и за соблюдением персоналом требований промышленной безопасности», – отметил директор по технологическому развитию «Газпром нефти» Алексей Вашкевич. «Здоровье сотрудников – это важнейший фактор успешности бизнеса. Индустриальные системы видеоаналитики для промышленной безопасности все больше востребованы производственными компаниями, которые имеют высокие требования к безопасности и к соблюдению технологических норм. Продуктовые решения, созданные на основе алгоритмов компьютерного зрения, машинного обучения и распознавания образов, открывают новые возможности повышения эффективности бизнеса за счет автоматизации процессов обработки зрительной информации, своевременного контроля и эффективного экстренного реагирования, которое может сохранить здоровье, а в некоторых случаях спасти жизнь сотрудника предприятия», – сказал основатель и генеральный директор компании NVI Solutions Филипп Беляев.



«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» УДВОИЛА ДОБЫЧУ БАЖЕНОВСКОЙ НЕФТИ

В 2020 году «Газпром нефть» снизила стоимость добычи нетрадиционной нефти на 20 % в сравнении с 2019-м – до 13 тысяч рублей за тонну. До конца 2021 года планируется достичь уровня в 8,5 тысячи рублей за тонну, что позволит начать промышленную разработку баженовской свиты на месторождениях с обустроенной инфраструктурой. По итогам 2020 года Центр индустриальной интеграции «Газпромнефть – Технологические партнерства» (прежнее название – Технологический центр «Бажен») увеличил добычу нефти баженовской свиты на 78 % в сравнении с 2019-м – до 100 000 тонн. Развитие технологий разработки нетрадиционных углеводородов позволило предприятию более чем вдвое снизить стоимость добычи баженовской нефти – с 30 тысяч рублей за тонну на старте проекта в 2017 году до 13 тысяч рублей к 2021-му. В 2020 году на Пальяновском месторождении в ХМАО-Югре была построена высокотехнологичная скважина с горизонтальным стволом длиной около 2 км и 30-стадийным гидроразрывом пласта с высокими скоростями закачки жидкости до 16 м³ в минуту. Впервые все операции на такой сложной конструкции выполнялись с использованием оборудования российского производства. В 2021 году «Газпром нефть» планирует завершить тестирование комплекса решений для рентабельной добычи баженовской нефти. На Пальяновском месторождении будут пробурены 8 скважин для финального подтверждения эффективности промышленной технологии разработки нетрадиционных пластов.

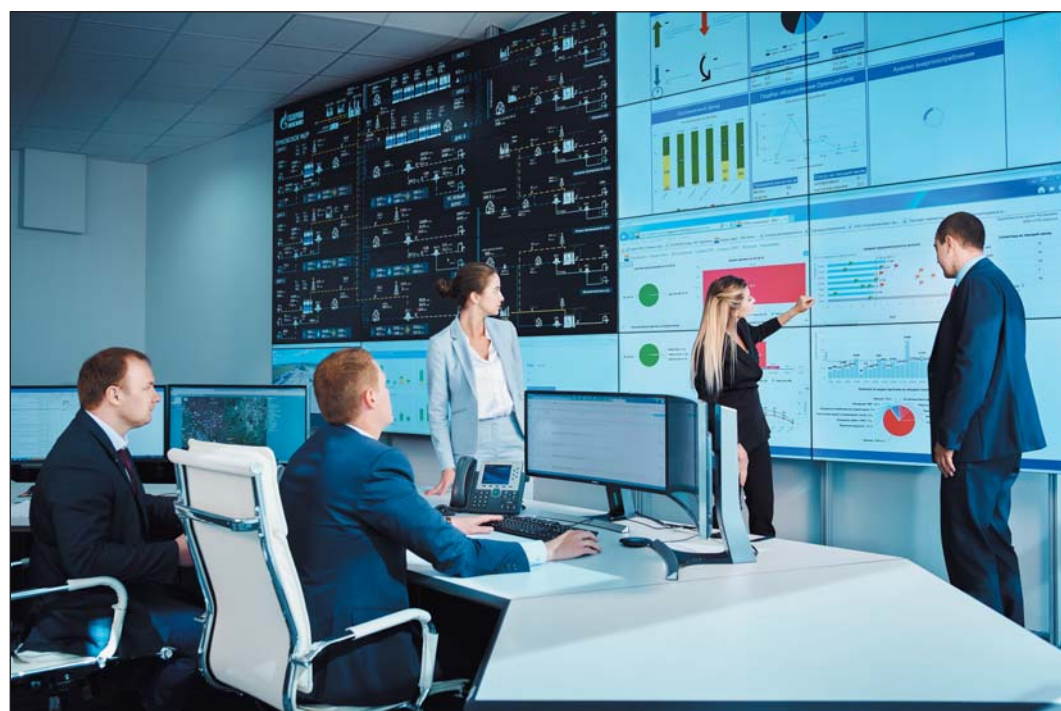
«Мы прошли большой путь, сумев создать импульс для освоения запасов "трудной" нефти, вдвое снизив стоимость ее добычи. При этом уровень импортозамещения при строительстве высокотехнологичных скважин, необходимых для разработки нетрадиционных запасов, превысил 95 %. Многие созданные с нашим участием решения не имеют аналогов в отрасли. Внедрение промышленной технологии для баженовской свиты не только позволит уже к 2025 году добывать из этих залежей до 1 млн тонн ежегодно, но и откроет доступ к другим "трудным" запасам Западной Сибири», – рассказал директор по технологическому развитию «Газпром нефти» Алексей Вашкевич. «Главным итогом 2020 года с уверенностью можно назвать создание промышленного образа технологии работы с баженовской свитой. Именно в 2020 году мы с опытных образцов начали переходить на серийные решения, с опытно-промышленных работ – в режим эксплуатации. Для оказания нефтесервисных услуг сформирован пул российских компаний и партнеров. Таким образом, мы преодолели важный рубеж: доказали, что освоение бажена с помощью отечественных технологий возможно. Сейчас наша задача – подтвердить рентабельность российских технологических ноу-хау, чтобы в 2022 году начать промышленную добычу трудноизвлекаемой баженовской нефти», – поделился генеральный директор «Газпромнефть – Технологические партнерства» Кирилл Стрижнев.



РАЗРАБОТАННЫЕ В 2020 ГОДУ ТЕХНОЛОГИИ ПРИНЕСУТ «ГАЗПРОМ НЕФТИ» БОЛЕЕ 7 МЛРД РУБЛЕЙ

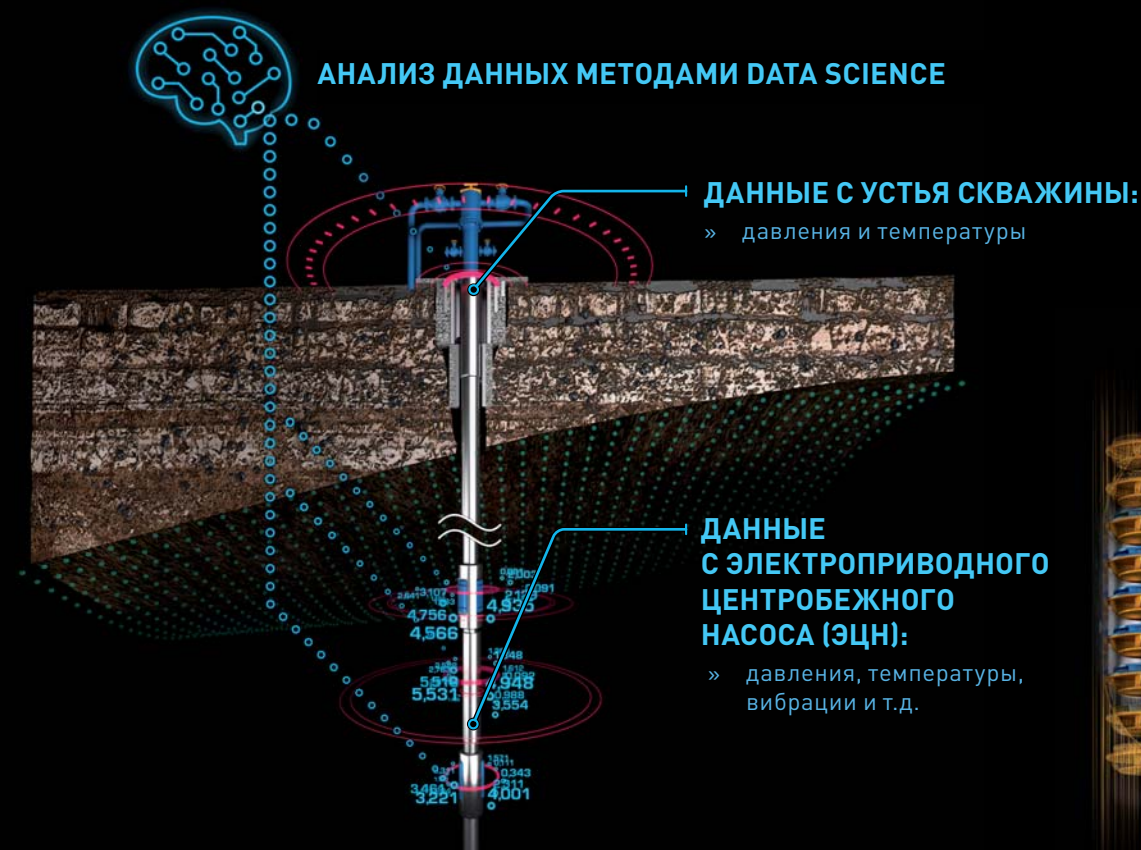
«Газпром нефть» создала в 2020 году 13 новых технологических продуктов для повышения эффективности поиска и добычи углеводородов. Экономический эффект от внедрения этих решений может в 5 раз превысить объем инвестиций на их разработку и составить свыше 7 млрд рублей. Созданные Научно-Техническим Центром «Газпром нефти» цифровые и технологические продукты позволят компании сократить затраты и повысить эффективность проектов по разведке и добыче традиционной и «трудной» нефти. Новые решения будут востребованы при обустройстве месторождений и доставке грузов, сейсморазведке, поиске скрытых нефтеносных интервалов и повышении нефтеотдачи зрелых активов, строительстве высокотехнологичных скважин и операциях гидроразрыва пласта. Они обеспечат компании около 200 тысяч тонн дополнительной добычи до 2025 года, а также будут коммерциализованы на внешнем рынке. Сегодня в рамках технологической стратегии «Газпром нефти» реализуются 67 проектов в области разведки и добычи. С начала 2016 года уже разработаны и внедряются в деятельность дочерних предприятий компании 38 инновационных решений. Технологии, изначально создаваемые по заказу конкретных дочерних предприятий «Газпром нефти», находят применение во многих проектах компании, а также выводятся на внешний рынок.

Всего портфель технологических проектов «Газпром нефти» до 2025 года включает в себя свыше 100 продуктов. Суммарный доход от их реализации в долгосрочной перспективе оценивается в 130 млрд руб., объем дополнительной добычи – в 110 млн тонн н.э., а прирост запасов – почти в 600 млн тонн н.э. «Работа над технологиями остается одним из самых рентабельных направлений бизнеса для компании, ведь конечная задача любой инновации – делать процессы более эффективными, монетизировать дополнительные ресурсы за счет вовлечения в добычу. Однако само создание технологий – это не финал работы над продуктом. Когда испытания завершены, перед нами встает задача адаптировать разработку к условиям предприятий, где ее предстоит применять, и убедиться, что она улучшает бизнес-процессы и дает необходимый экономический эффект. В решении этой задачи вместе с командами-разработчиками участвуют наши внутренние и внешние партнеры. Поэтому ценность для бизнеса созданных в НТЦ технологий определяется не только на этапе разработки, но и в ходе тиражирования. Показатель 2020 года демонстрирует, что наши команды создают продукты высокого технологического уровня, востребованные на реальных активах», – отметил директор по технологическому развитию «Газпром нефти» Алексей Вашкевич.



ЧТО СКРЫВАЮТ ДАННЫЕ?

На нефтяной скважине каждую минуту измеряются более 50 показателей. В день — это десятки тысяч измерений. Как обработать этот поток данных и извлечь из них ценную информацию? В этом нефтяникам помогают инструменты Data science, разработанные в Научно-Техническом Центре «Газпром нефти». Передовые методы анализа данных используются в комплексе с фундаментальными физическими подходами. Это позволяет оперативно выявлять неисправные датчики, находить и устранять отклонения режимов работы скважин от запланированных. Совместно с кросс-функциональной командой одной из ключевых программ «Газпром нефти» — «Актива будущего» — получены экономические эффекты непосредственно в добывающих обществах за счет предупреждения технологических осложнений, оптимизации режимов работы, а также автоматического выявления проблем с замерной инфраструктурой.



291 млн руб.
ожидаемый EMV проекта к 2051 г.

 **ЭЛЕКТРОННАЯ
РАЗРАБОТКА
АКТИВОВ**

УТОЧНЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ПРИКОНТАКТНОЙ ЗОНЫ АХСКОЙ И ЧЕРКАШИНСКОЙ СВИТ НА ПРИМЕРЕ ПРИОБСКОЙ ЗОНЫ

© Н.С. Корочкина,
2021

Н.С. Корочкина

Научно-Технический Центр «НОВАТЭК» (ООО «НОВАТЭК НТЦ»)

Электронный адрес: Natalya.Korochkina@novatek.ru

Рассмотрена первая фаза формирования подциклита AC_{12} на примере южной части Приобского месторождения. Работа выполнена на основе комплексирования 3Д сейсмической и геологической моделей и данных геофизических исследований (ГИС). Выявлена зона эрозий, нарушающая первоначальное строение верхней части глубоководной глинистой пачки III ахской свиты палеоканалами, которые формируют залежи шнурового типа, изолированные от верхних продуктивных залежей подциклита AC_{12} .

Ключевые слова: ахская свита, пимская пачка, клиноформа, эрозионный врез, палеоканал

GEOLOGICAL FEATURE CLARIFICATION OF THE CONTACT ZONE OF AKHSKAYA AND CHERKASHINSKAYA FORMATIONS ON THE EXAMPLE OF PRIOBSKAYA AREA

N.S. Korochkina

"Novatek NTC" LLC

The first phase of subcycle AC_{12} formation on the example of the southern part of the Priobskoye field is considered. The job is done based on 3d seismic and geological model complexing with the using log interpretation. The erosion zone that violates the original structure of the upper part of the deep-sea clay pack III of akhskaya formation by paleochannels was revealed. These erosions form lithologic traps, isolated from the top productive reservoirs of subcycle AC_{12} .

Keywords: akhskaya formation, pimskiy layer, clinoform, erosion, paleochannel

<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-1-10-14>

Нефтегазоносный резервуар AC_{10-12} протягивается субмеридиональной полосой с юга на север в центральной части Западной Сибири и характеризуется клиноформным строением, сформировавшимся в регрессивную фазу крупного юрско-неоомского цикла [2].

Продуктивными объектами резервуара являются пласты AC_{10-12} готеривских отложений черкашинской свиты и ее временных аналогов, которые образуют в основном ловушки неструктурного литологического, стратиграфического и комбинированного типа [4, 6].

Месторождения, расположенные в пределах этого циклита, уже давно открыты и активно разрабатываются. Новые объекты могут быть обнаружены при разработке, а залежи, которые ранее считались нерентабельными, сейчас вызывают интерес.

Крупное Приобское месторождение, расположенное в Ханты-Мансийском автономном округе, находится в центральной зоне циклита, ближе к кромке шельфа на начало формирования резервуара AC_{10-12} .

В палеогеоморфологическом отношении территория Приобского месторождения к началу формирования Пимского циклита (AC_{10-12}) представляла собой дельтовый склон, переходящий

в глубоководную авандельту. К концу формирования начальных пластов циклита (AC_{12}^{3-5}) береговая линия почти вплотную приблизилась к склоновой зоне дельты, о чем свидетельствует выклинивание пластов AC_{12}^{3-5} . Обломочный материал поступал непосредственно в глубоководную часть бассейна [4].

Покрышкой резервуару служит приобская пачка глин толщиной 15–30 м, подошвой – глины ахской свиты (пачка 3 или пачка 2 – пимская) и подачимовской пачки, баженовской и тутлеймской свит [1].

В верхней подсвите ахской свиты выделяются 3 пачки [7]. Пачка I сложена глинами аргиллитоподобными, темно-серыми, тонкоотмученными, с редкими линзообразными пластами песчаников и алевролитов. Отмечаются пиритизированные водоросли, пирит, сидерит. Встречаются аммониты, двустворки. Пачка II (пимская) – это глины аргиллитоподобные, темно-серые, слегка коричневатые, тонкоотмученные. Вскрытая толщина пимской пачки достигает 30 м [8]. Пачка III сложена глинами аргиллитоподобными, темно-серыми. Толщина пачки достигает 60 м [7]. Пачка III развита не повсеместно. В местах, где пачка отсутствует, черкашинская свита граничит с глинистой пачкой II (пимской) ахской свиты.

На Приобском месторождении нижними отложениями подциклита AC_{12} являются пласты AC_{12}^{3-5} [5], которые перекрывают отложения ахской свиты и местами их размывают. Ахская свита в сейсмическом волновом поле стратифицируется двумя сейсмическими границами: H_{ax} (кровля ахской свиты – пачки III верхней подсвиты ахской свиты) и H_n (кровля пимской пачки – пачки II верхней подсвиты ахской свиты). Отраженная волна H_n имеет отрицательное колебание высокой амплитуды с небольшими участками снижения динамической выразительности [3] (рис. 1). Отрицательное отражение горизонта H_{ax} на временных разрезах имеет

неоднородную изменчивую запись, от уверенной и динамически контрастной до полной потери корреляции, местами наблюдаются зоны интерференции. Отражающий горизонт выклинивается в западном направлении.

При совместном анализе карты сейсмofаций (рис. 2), характеризующей отражение от кровли ахской свиты (отражение H_{ax}) совместно с картой временных толщин ($H_n - H_{ax}$) (рис. 3), в склоновой части за бровкой палеошельфа площадь исследования делится на 5 зон.

Зоны I и IV с относительно четкой последовательностью смены сейсмofаций и равномерным уменьшением временных толщин соответствуют

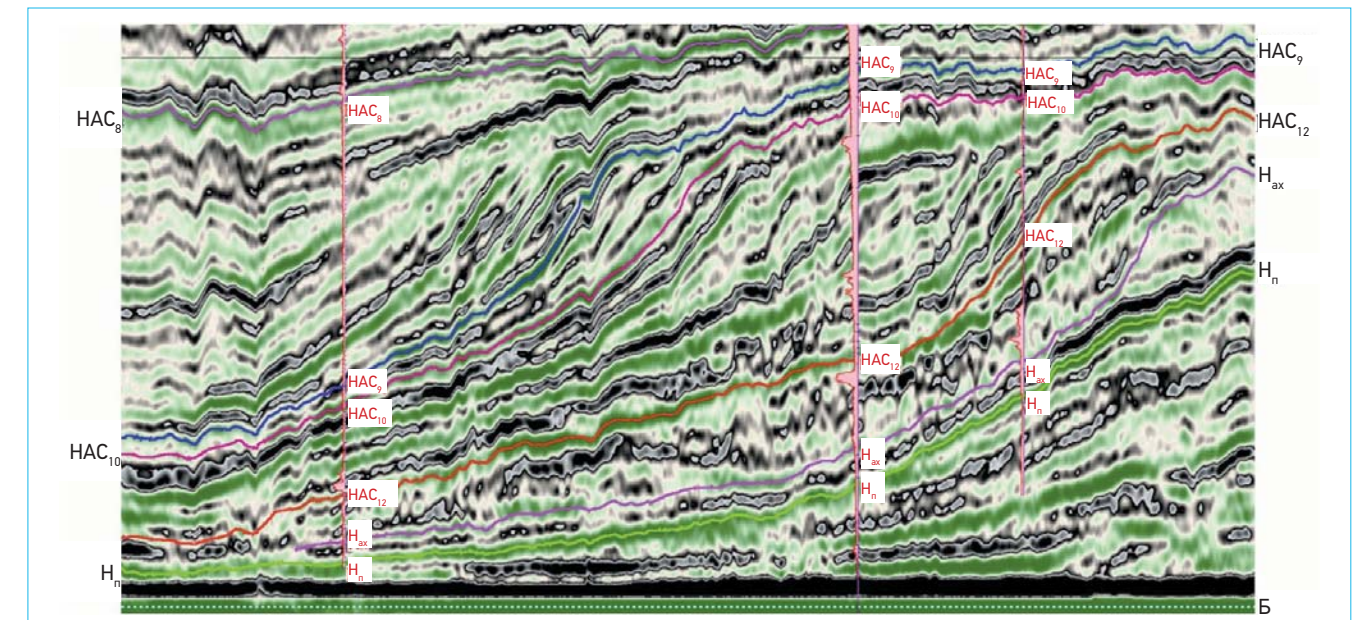


Рис. 1. Временной разрез, выровненный на опорный отражающий горизонт Б

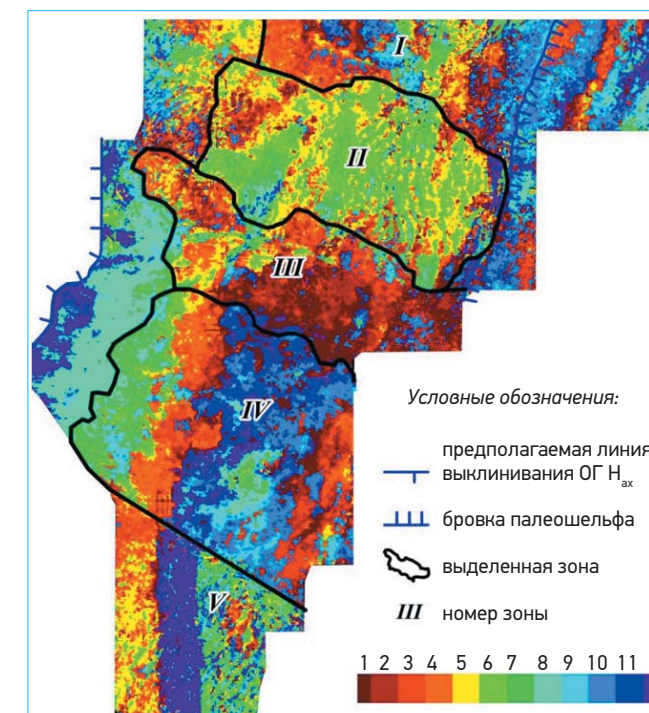


Рис. 2. Карта сейсмofаций

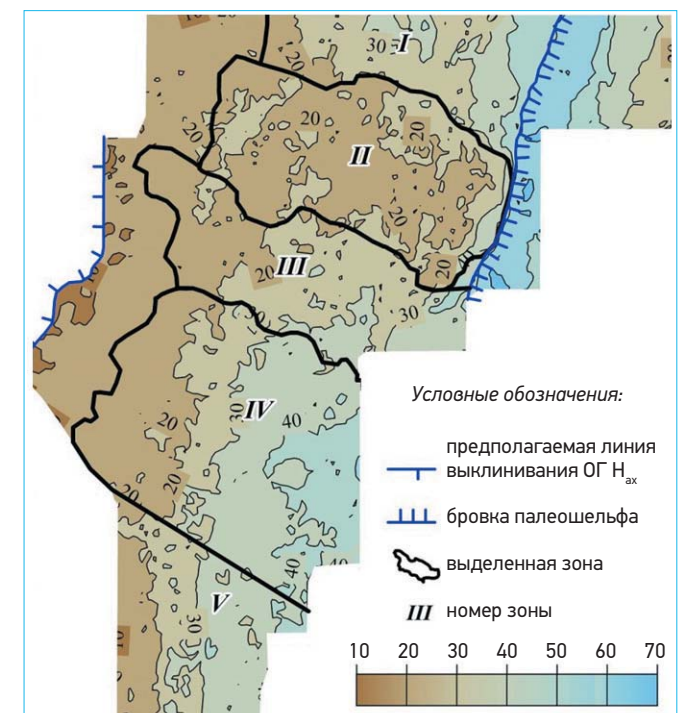


Рис. 3. Карта изохор между ОГ H_n и H_{ax}

ЭРОЗИОННЫЕ ВРЕЗЫ ПРИОБСКОЙ ЗОНЫ, НАРУШАЮЩИЕ ЦЕЛОСТНОСТЬ ПЕРВОНАЧАЛЬНОГО СТРОЕНИЯ АХСКОЙ СВИТЫ ПАЛЕОКАНАЛАМИ, ФОРМИРУЮТ ЛОВУШКИ ШНУРКОВОГО ТИПА С ТОЛЩИНОЙ КОЛЛЕКТОРА ДО 30 М

умеренно ровному склону северо-западного направления. На юге площади, за тектоническим нарушением северо-западного простирания (рис. 4), выделяется зона V с таким же ровным склоном, но другого направления сноса материала – с востока на запад. Зона II, расположенная в северной центральной части, характеризуется аномально пониженными временными толщинами в склоновой части и аномальным «пятном» сейсмofаций преимущественно 6 и 7 классов, которая, вероятно, связана с большим уплотнением отложений. Зона III, представленная преимущественно 1, 2 и 3 классами на карте сейсмofаций и более пологим склоном согласно карте изохор, локализована в центральной части

площади между зонами II и IV. Область осложнена глубинными дизъюнктивными нарушениями (рис. 4) и зоной развития крупного разветвленного подводного потока, контролируемого этими нарушениями.

На седиментационных срезах куба амплитуд вдоль отражающего горизонта (ОГ) H_{ax} в зоне III выделяются линейные аномалии, связанные с зонами развития подводных палеоканалов (рис. 4). На вертикальных сечениях куба амплитуд также наблюдаются аномальные зоны, нарушающие целостность отражения, которые авторами связываются с зонами эрозионных врезов (рис. 5, 6). Скважины, вскрывшие данные отложения, отмечают наличие коллекторов, сложенных песчаниками, с толщиной от первых метров до 30 м.

ВЫВОДЫ

В статье описана первая фаза формирования подциклита AC_{12} южной части Приобского месторождения, при которой была

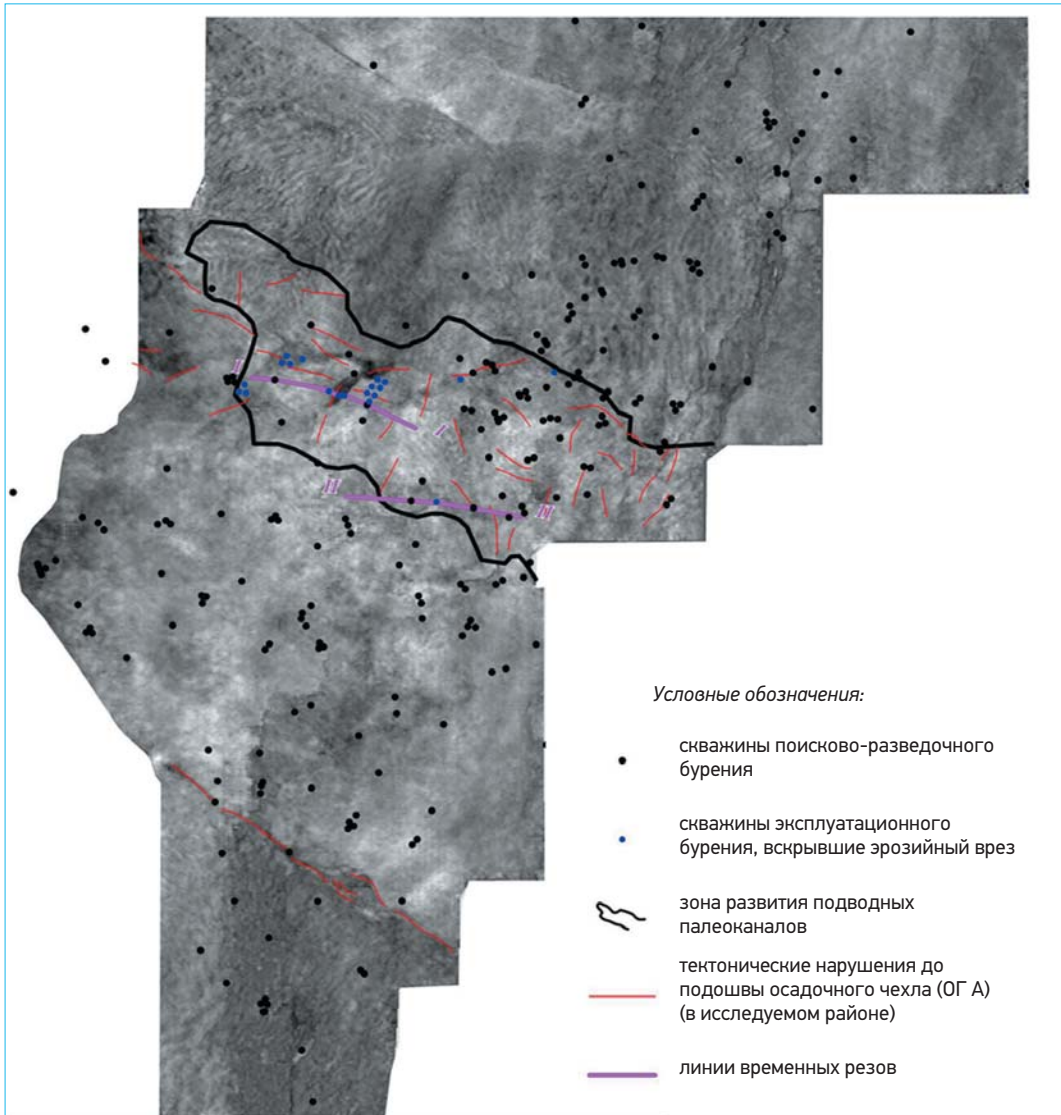


Рис. 4. Седиментационный срез по кубу амплитуд по ОГ H_{ax}

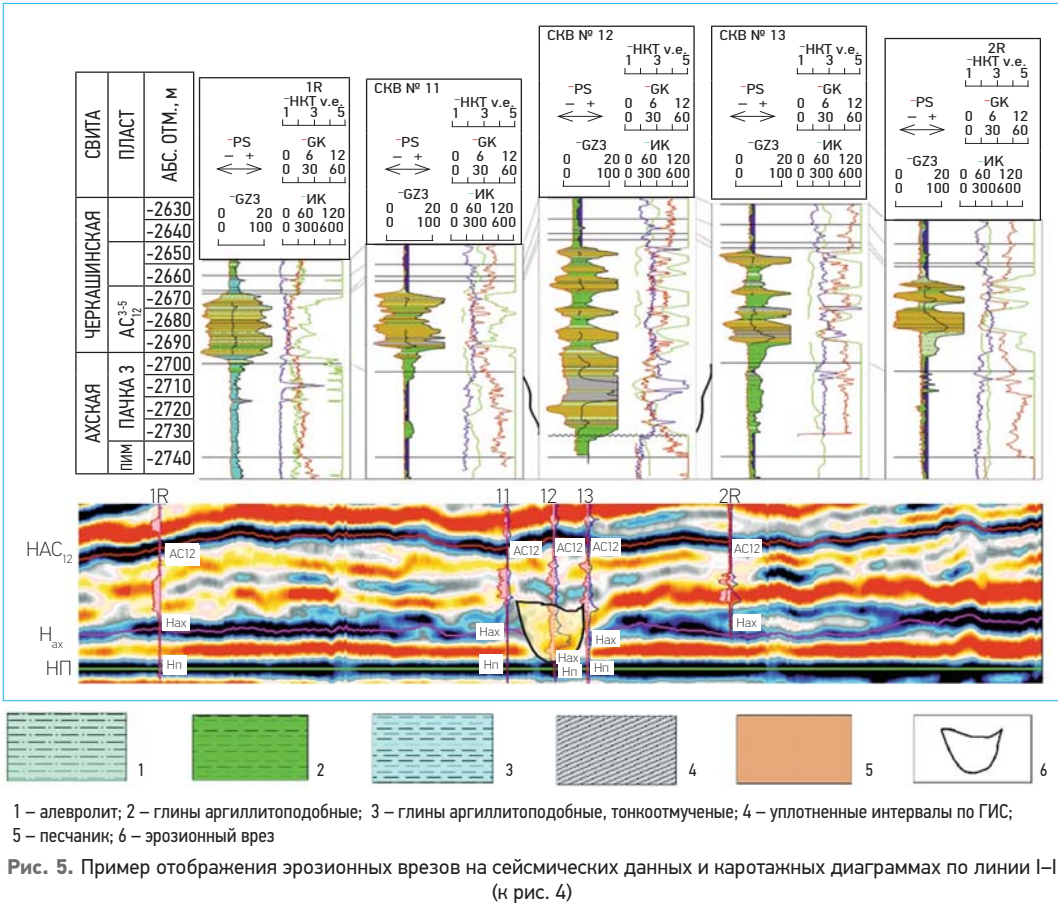


Рис. 5. Пример отображения эрозионных врезов на сейсмических данных и каротажных диаграммах по линии I-I (к рис. 4)

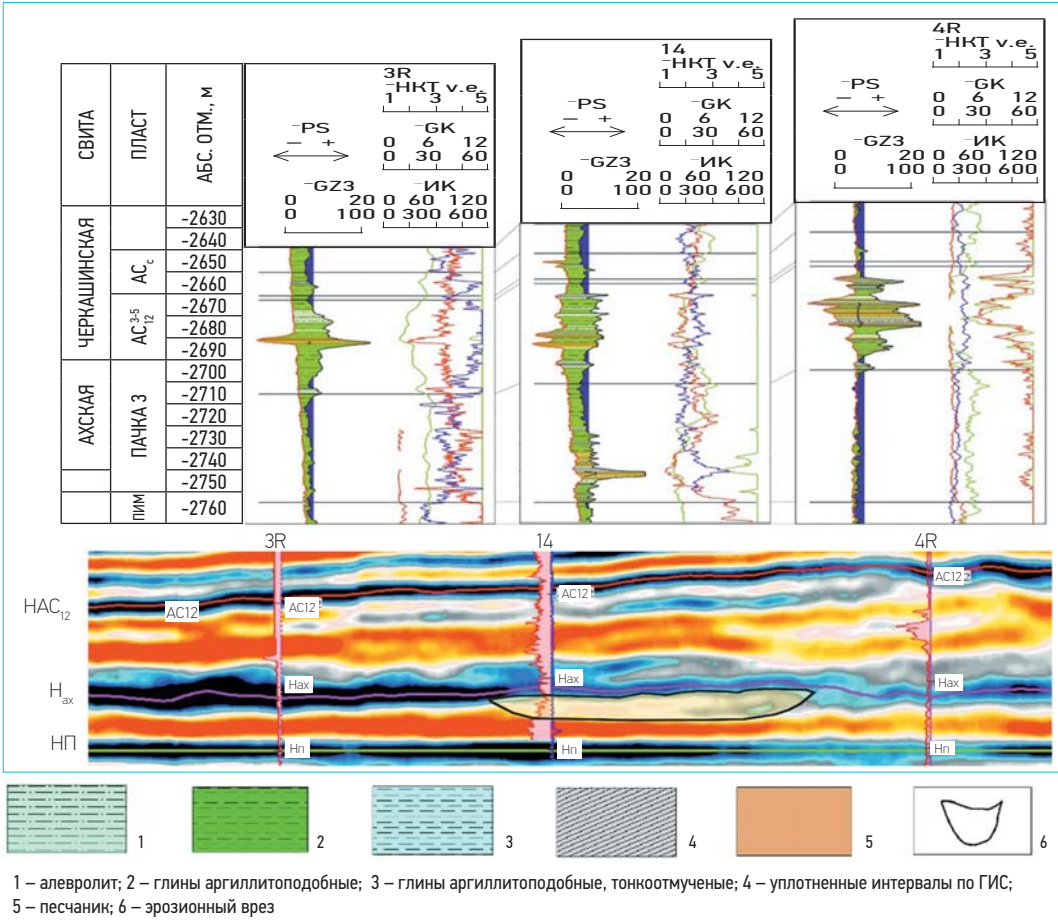


Рис. 6. Пример отображения эрозионных врезов на сейсмических данных и каротажных диаграммах по линии II-II (к рис. 4)

ВПЕРВЫЕ ПРИМЕНЕНЫ НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИСПЫТАНИЯ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

А.М. Грызлов¹, С.А. Барыльник¹, В.В. Литвин², к.т.н., К.Л. Понитевский³, С.В. Есипов⁴

¹ООО «Газпромнефть-Геошельф»

²ООО «Газпром нефть шельф»

³Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

⁴ООО «Газпром ЦПС»

Электронный адрес: Ponitevskiy.KL@gazprom-neft.ru

В работе рассматривается опыт применения передовой техники и технологии по поверхностному и глубинному (внутрискважинному) оборудованию для проведения испытания и гидродинамических исследований скважин. Приведены результаты работ, а также рекомендации по применению данной техники и технологий на шельфовых и наземных проектах.

Ключевые слова: гидродинамические исследования скважины, испытания скважины, оборудование для испытания и гидродинамических исследований скважин

NEW TECHNOLOGIES FOR WELL TESTING AND HYDRODYNAMIC WELL STUDY WERE APPLIED FOR THE FIRST TIME

A.M. Gryzlov¹, S.A. Barylrik¹, V.V. Litvin², K.L. Ponitevskiy³, S.V. Esipov⁴

¹Gazpromneft-Geoshelf LLC

²Gazprom Neft Shelf LLC

³Gazpromneft NTC LLC

⁴Gazprom TsPS LLC

This article is concerned with the application experience of cutting-edge technology for surface and downhole well testing equipment which is used while well test operations and hydrodynamic well study. The results of operations and equipment performance are presented as well as recommendations on technology application at offshore and onshore projects.

Keywords: hydrodynamic well study, well test, equipment for well testing and hydrodynamic well study

<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-1-15-22>

ВВЕДЕНИЕ

Строительство поисково-оценочных, разведочных скважин в сложных горно-геологических и климатических условиях, в частности на шельфе, характеризуется сложностью выполнения производственной программы в полном объеме. На текущий момент компанией накоплен значительный опыт проведения испытания и гидродинамических исследований (ГДИС). Вместе с этим компания постоянно находится в поиске технологий, позволяющих выполнять работы с получением максимально возможных данных о фильтрационно-емкостных свойствах (ФЕС) пласта. Вопросам проведения испытаний и ГДИС, в том числе и выбору необходимого оборудования, посвящено большое количество работ. Например, в работах [1, 3–5] указаны основные подходы к выбору подземного и наземного испыта-

тельного оборудования и комплекса ГДИС для выполнения геологических задач в области оценки насыщенности пласта, определения его ФЕС, границ и отбора представительных проб пластовых флюидов. Целью данной работы является выбор оборудования для проведения испытания и ГДИС, позволяющего получить полный комплект высококачественных данных о геологических свойствах каждого испытуемого объекта в сложных горно-геологических и климатических условиях.

ПРИМЕНЕНИЕ ПЕРЕДОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

В связи с ограничением по времени строительства скважины компания постоянно нацелена на оптимизацию план-программ, в том числе и на проведение испытаний и ГДИС без

нарушена целостность первоначального строения глубоководной глинистой пачки Захской свиты эрозионными врезами. Данные врезы выделены на каротажных диаграммах и данных сейсморазведки. Они формируют ловушки, гидродинамически не связанные с верхними продуктивными объектами подциклита АС₁₂.

БЛАГОДАРНОСТИ

Автор выражает благодарность коллеге и наставнику Предеину Сергею Александровичу, руководителю направления по оценке качества запасов Научно-Технического Центра «Газпром нефти», за творческое сотрудничество и помощь в написании статьи.

Список литературы

1. Белоусов С.Л., Береснева Г.В., Большакова Н.Н. и др. Атлас «Геологическое строение и нефтегазоносность неокомского комплекса Ханты-мансийского автономного округа». – Ханты-Мансийск: «НАЦ РН», 2007. – 191 с.
2. Бородин В.Н., Курчинов А.Р. Материалы к уточнению стратиграфической схемы берриас–нижнеаптских отложений Западной Сибири с учетом клиноформного строения разреза // Геология и геофизика. – 2010. – т. 51. – № 12. – С.1631–1639.
3. Игошкин В.П., Шулик Е.В., Лютова Т.Л. Отчет. Поисковые сейсморазведочные работы на нефть и газ на Западной площади Южной части Приобского месторождения. – Тюмень: ООО «НППГМ «ГЕОСЕЙС», 2009. – 332 с.
4. Карогодин Ю.Н., Ершов С.В., Конышев А.И., Разяпов Р.К. Фациально-палеогеоморфологические условия формирования песчаных тел клиноформ-циклитов Приобской зоны нефтенакпления // Геология нефти и газа. – 1995. – № 5. – С. 11–16.
5. Каталог литолого–стратиграфических разбивок разрезов поисково-разведочных скважин. Том 1. Ханты-Мансийский автономный округ. Под редакцией Гришневича В.Ф., Теплякова Е.А. Ханты-Мансийск, 2000. – 432 с.
6. Мизенс Г.А. Отложения глубоководных бассейнов геологического прошлого. Учебно-методическое пособие. Екатеринбург: УГГУ, 2005. – 85 с.
7. Решение 5-го межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины. Объяснительная записка. Стратиграфические схемы меловых отложений. Редакционная коллегия: Белоусова Н.А., Бочкарев В.С., Брадучан Ю.В. и др. Тюмень, 1991. – 55 с.
8. Тренин Ю.А., Лигус Е.В. и др. Отчет. Подсчет запасов нефти и растворенного газа Приобского месторождения Ханты-Мансийского района Тюменской области. – Тюмень: Мингео СССР «Главтюменьгеология», 1988. – 1219 с.

References

1. Belousov S.L., Beresneva G.V., Bolshakova N.N. and others. *Atlas «Geologicheskoye stroenie i neftegazonosnost neokomskogo kompleksa Hanty-mansiyskogo avtonomnogo okruga» [Atlas «Geology aspects and oil-gas content of Neocomian deposits of Khanty-Mansiysky autonomous okrug»].* Khanty-Mansiysk: «SAC RSM», 2007. 191 p. (In Russ.).
2. Borodkin V.N., Kurchikov A.R. Materials for the refinement of stratigraphic scheme of the Berrias-lower Apt sediments of Western Siberia subject to clinoform structure. *Geologiya i geofizika = Geology and geophysics.* 2010, v. 51, no. 12, p. 1631–1639 (In Russ.).
3. Igoshkin V.P., Shulik E.V., Lyutova T.L. *Report. Seismic exploration for oil and gas in the Western area of the southern part of the Priobskoye field.* Tyumen: LLC “SPEGM “GEOSEIS”, 2009. 332 p. (In Russ.).
4. Karogodin Yu.N., Ershov S.V., Konyshhev A.I., Razyapov R.K. Facial-paleo-geomorphic conditions of formation of the sand body clinoform-cyclical Priobskoye oil accumulation zone. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology.* 1995, no 5, pp. 11–16 (In Russ.).
5. *Catalogue of litho–stratigraphic tops of exploration wells.* V. 1. Khanty-Mansiysk Autonomous region. Under the editorship Grishkevich V.F., Teplyakov E.A. Khanty-Mansiysk, 2000. 432 p. (In Russ.).
6. Mizens G.A. *Sediments of deep-sea basins of the geological past.* Educational and methodical manual, Ekaterinburg: USMU, 2005. 85 p. (In Russ.).
7. *Decision of the 5th interdepartmental regional stratigraphic meeting on Mesozoic sediments of the West Siberian plain. Explanatory note.* Stratigraphic schemes of the Cretaceous deposits. Editorial board: Belousova N.A., Bochkarev V.S., Braduchan Yu.V. and others. Tyumen, 1991. 55 p. (In Russ.).
8. Trenin Yu. A., Ligus E.V. and others. *Report. Estimation of oil and dissolved gas of Priobskoye field of Khanty-Mansiysk district of Tyumen region.* Tyumen: Ministry of geology of the USSR, Glavtyumengeologiya, 1988. 1219 p. (In Russ.).

потери качества данных. Подготовка к выполнению работ на скважине № 2 Аяшская на шельфе Охотского моря о. Сахалин не была исключением. Каждому элементу испытательного оборудования было уделено особое внимание. Так, при проведении ГДИС была применена технология беспроводной глубинной телеметрии передачи данных. Коммуникация между скважинным и поверхностным оборудованием обеспечивалась путем передачи акустического сигнала, проходящего через испытательную компоновку и предоставляющего возможность двусторонней связи и получения глубинных данных на поверхности в режиме реального времени, а также контроля и управления скважинным оборудованием. Система состоит из группы ретрансляторов (репитеров), установленных через определенные интервалы по глубине. Каждый ретрансляторный блок состоит из двух репитеров, прикрепленных с помощью специальных хомутов с внешней стороны колонны насосно-компрессорных труб (НКТ). Самые нижние репитеры подсоединены к глубинным термоманометрам. Получая цифровые данные о давлении и температуре с манометров, нижние репитеры конвертируют их в акустический сигнал, который распространяется по испытательной колонне. Верхние группы репитеров принимают этот сигнал и ретранслируют его далее к поверхности. На устье акустический сигнал преобразуется в цифровой электрический сигнал, который, в свою очередь, передается по кабелю через специальный интерфейс на компьютер системы сбора данных. Данные глубинных манометров синхронизированы с устьевыми данными по давлению, температуре, дебитам и другой информации, что позволяет совместно осуществлять контроль качества данных, анализировать ход испытаний, интерпретировать данные без дополнительной обработки. Передача данных глубинных манометров системой акустической телеметрии обладает двойной защитой. Каждый из репитеров в любом из узлов системы продублирован вторым репитером. Кроме того, штатная установка узлов ретрансляции (хомуты и репитеры) по глубине предполагает установку в два раза чаще, чем диапазон действия репитера. Таким образом достигается как латеральная, так и вертикальная защита системы от сбоев и дополнительная гарантия надежной передачи данных.

ТЕХНОЛОГИЯ БЕСПРОВОДНОЙ ГЛУБИННОЙ ТЕЛЕМЕТРИИ ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ ПОЗВОЛЯЕТ ПОВЫСИТЬ КАЧЕСТВО ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДЕБИТА, ГАЗОВОГО ФАКТОРА, ВЫПОЛНЯТЬ СЕЛЕКТИВНУЮ ПЕРФОРАЦИЮ И ОТБОР ПРОБ БЕЗ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ СПО.

При проведении ГДИС на скважине № 2 Аяшская сбой репитеров отсутствовали, использовалось только вертикальное дублирование. Данные с 8 глубинных манометров, установленных выше и ниже пакера, а также выше испытательного клапана передавались в реальном режиме (real time) по спутнику в центр кругло-суточной поддержки и интерпретации данных, где во время вызова притока, освоения, обработки на режимах, записи кривой восстановления уровня и давления проводилась оперативная проверка качества и интерпретация данных для рекомендации по дальнейшим действиям. Все данные и результаты интерпретации хранились на защищенном сервере, установленном в Российской Федерации. Применение технологии беспроводной глубинной телеметрии позволило использовать глубинные клапаны и пробоотборники, управляемые акустическим сигналом, что сократило время, затрачиваемое на управление стандартными глубинными клапанами. Кроме того, с использованием новых типов пробоотборников можно отбирать глубинные пробы селективно, в любой момент, и устанавливать пробоотборники ниже пакера, что крайне важно при давлении насыщения близком к пластовому давлению. Также использование технологии беспроводной глубинной телеметрии последнего поколения позволяет управлять испытательным клапаном IRDV с помощью акустического сигнала. Стоит отметить внедрение технологии по привязке колонны с перфоратором с помощью гамма-измерений, передаваемых по акустическому каналу и взрывной головке (e-fireM), активируемой акустическим сигналом. С помощью взрывной головки e-fireM проводились перфорация на азоте и селективное вскрытие объектов, что увеличило количество испытываемых объектов за один спуск. В связи с проведением работ с полупогружной нефтяной буровой платформы (ППБУ) использовалась подводная испытательная фонтанная арматура (ПИФА) [2]. При испытании и ГДИС на скважине применена ПИФА типа SenTree 3, которая позволяет безопасно контролировать скважину с возможностью аварийного закрытия и безопасного отсоединения посадочной колонны от испытательной колонны. Не только применение высокотехнологичного внутрискважинного оборудования позволило достичь высоких результатов в испытании и ГДИС. На поверхности применен тип сепаратора, который позволил отслеживать уровень жидкости и воды в сепараторе с помощью радаров для обеспечения эффективной сепарации трех фаз и измерять дебиты индивидуальных фаз с помощью кориолисового расходомера с высокой точностью. В традиционных сепараторах выставление уровня жидкости в сепараторе и отделение

воды путем периодичного слива выполняется оператором в ручном режиме. Данный подход не всегда позволяет получить качественную сепарацию и, соответственно, качественный замер в условиях освоения и нестабильного поведения скважины. На скважине № 2 Аяшская применялся сепаратор с интеллектуальной системой контроля давления и уровня, укомплектованный кориолисными расходомерами, установленными на выходных линиях сепаратора и плавающим отводом нефти. Данный сепаратор дает возможность направлять поток в сепаратор с момента открытия скважины, система радаров для определения уровней фаз и плавающего нефтяного отвода позволяет обеспечивать эффективную сепарацию на разных стадиях периодов притока (освоение, обработка на режимах и т.д.). На основании опыта прошлых лет была определена потребность дублирования замера дебитов другим методом – с помощью многофазного расходомера. В поверхностный комплекс добавлен многофазный расходомер, позволяющий измерять дебиты, газовый фактор и обводненность в условиях нестабильного потока вне зависимости от эмульсии и пенообразования. Кроме этого, многофазный расходомер использовался во время обратной циркуляции для точного определения объемов каждой фазы, принятой в ствол скважины в период непереливающегося притока. Необходимо отметить, что в условиях стабильного потока многофазный расходомер и трехфазный сепаратор показывали результаты в пределах своих погрешностей, что, в свою очередь, придает уверенность в полученных дебитах и, соответственно, газовом факторе на разных режимах. В условиях нестабильного потока и/или сильной морской волны (вертикальные перемещения ППБУ) многофазный расходомер показал высокую точностью определения дебитов. Для улучшения качества измерения дебитов путем снижения содержания свободного газа в условиях замера многофазный расходомер был установлен до штуцера. Для отжига нефти использовалась эффективная горелка Evergreen, которая позволяет утилизировать скважинный продукт без дыма и с минимальной эмиссией, что было доказано в Российской Федерации путем прямых замеров во время совместных экспериментальных работ с Научно-исследовательским институтом охраны атмосферного воздуха.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Компоновки испытателя пласта на трубах (ИПТ) включали следующие основные элементы внутрискважинного оборудования:

- перфораторы на трубах размерами 178 или 114 мм с плотностью зарядов на погонный метр 39,5 или 16,4 соответственно и зарядами глубокого пробития (№ 59 на **рис. 1**);
- иницилирующая головка двойного действия электронная и акустическая (№ 57 на **рис. 1**);
- шламоуловитель (№ 55 на **рис. 1**);
- механический извлекаемый пакер в колонне 244,5 мм для изоляции трубного пространства (№ 48 на **рис. 1**) или гидравлический пакер CERTIS для колонны 177,8 мм вместо традиционного механического пакера (применение пакера CERTIS позволяет исключить из испытательной колонны такие элементы, как телескопический компенсатор, патрубков аварийного рассоединения, гидравлический ясс и утяжеленные буровые трубы, что позволяет сократить количество соединений на ~60%, уплотнительных колец на ~50%, длину комплекта ИПТ на ~75% и в целом сокращает время сборки ИПТ на ~50%);
- патрубок аварийного рассоединения (№ 47 на **рис. 1**);
- гидравлический ясс (№ 46 на **рис. 1**);
- многоцикловой испытательный клапан IRDV, включающий циркуляционный клапан и глубинный клапан-отсекатель трубного пространства (№ 38 на **рис. 1**);
- держатель глубинных манометров с возможностью установки до 4 манометров (№ 39, 51 на **рис. 1**);
- держатель глубинных пробоотборников с возможностью установки до 8 пробоотборников (№ 40 на **рис. 1**);
- глубинный опрессовочный клапан (№ 44 на **рис. 1**);
- аварийный циркуляционный клапан (№ 34 на **рис. 1**);
- патрубок с радиоактивной меткой для привязки компоновки по глубине (№ 33 на **рис. 1**);
- телескопические соединения (№ 27, 28 на **рис. 1**).

Типовая схема компоновки глубинного испытательного оборудования приведена на **рис. 1**.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА УСТЬЕВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Технологическая схема устьевого испытательного оборудования включала следующие компоненты:

- подводная испытательная фонтанная арматура (ПИФА) для обеспечения техники безопасности и аварийного закрытия скважины на уровне противовыбросового оборудования (№ 18 на **рис. 1**);
- устьевая фонтанная арматура с тремя отводящими патрубками: на линию глушения скважины, линию притока флюида из скважины и для проведения спускоподъемных операций (СПО)

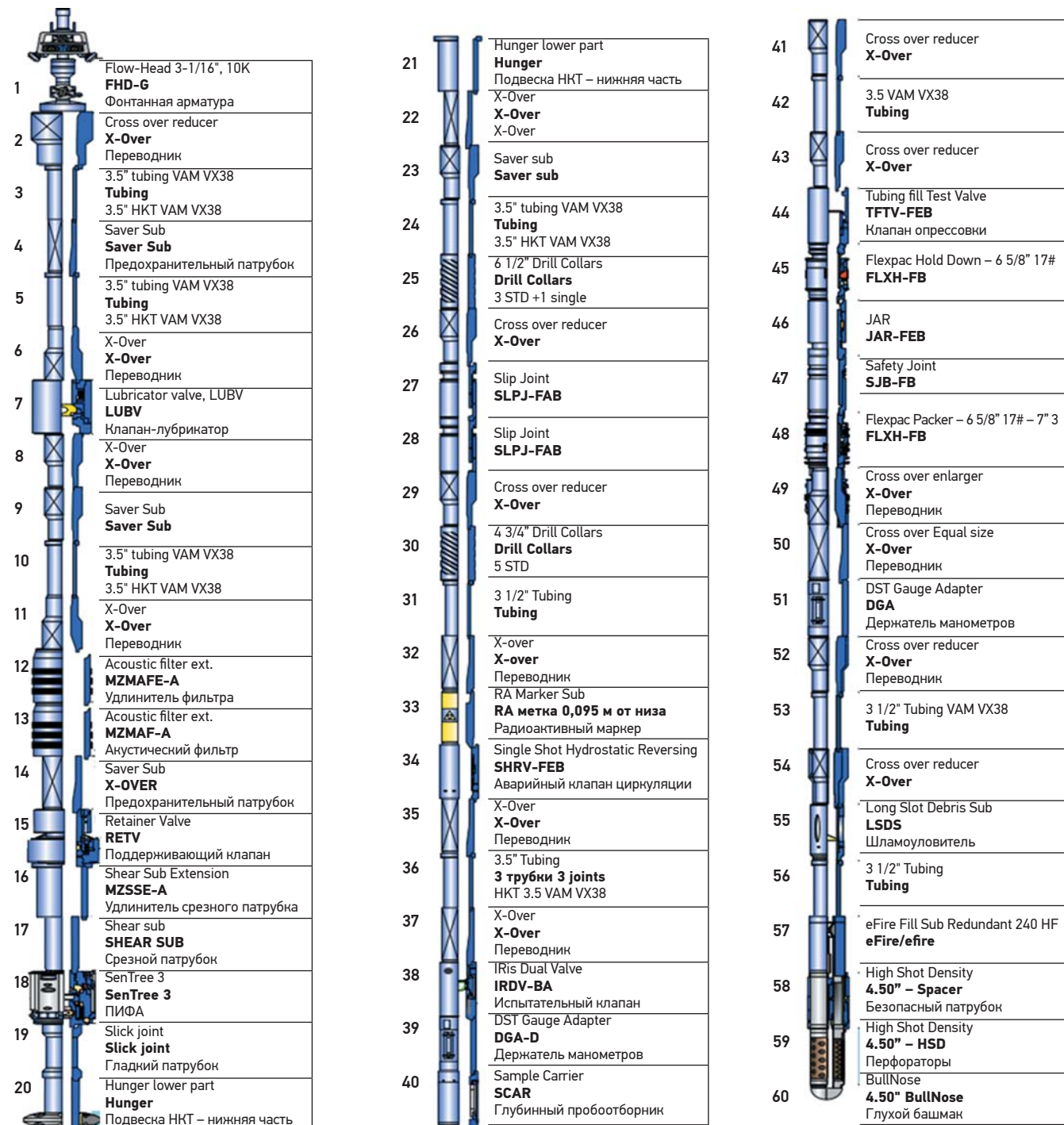


Рис. 1. Типовая схема глубинного испытательного оборудования

геофизическими приборами в скважине (вертикальный) (№ 1 на рис. 1).
Схема устьевого испытательного оборудования показана на рис. 2.

СИСТЕМА АКУСТИЧЕСКОЙ ТЕЛЕМЕТРИИ MUZIC

Технологическая схема системы акустической телеметрии включает в себя следующие основные компоненты:

- поверхностные репитеры (ретрансляторы);
- репитеры НКТ;
- репитер манометров;

- хомуты НКТ 3,5";
- поверхностный хомут 5,0";
- батареи для репитеров НКТ;
- батареи для репитеров манометров.

Принципиальная схема работы системы акустической телеметрии представлена на рис. 4. Детальная схема компоновки акустической телеметрии представлена на рис. 5.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ПОВЕРХНОСТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Технологическая схема поверхностного испытательного оборудования была единой для всех

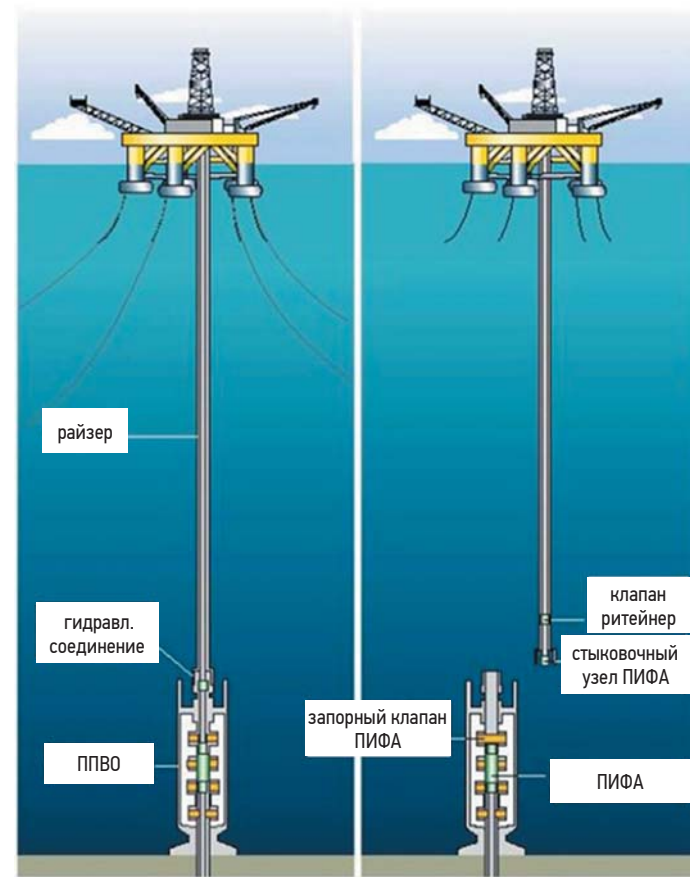


Рис. 2. Схема устьевого испытательного оборудования с использованием ППБУ

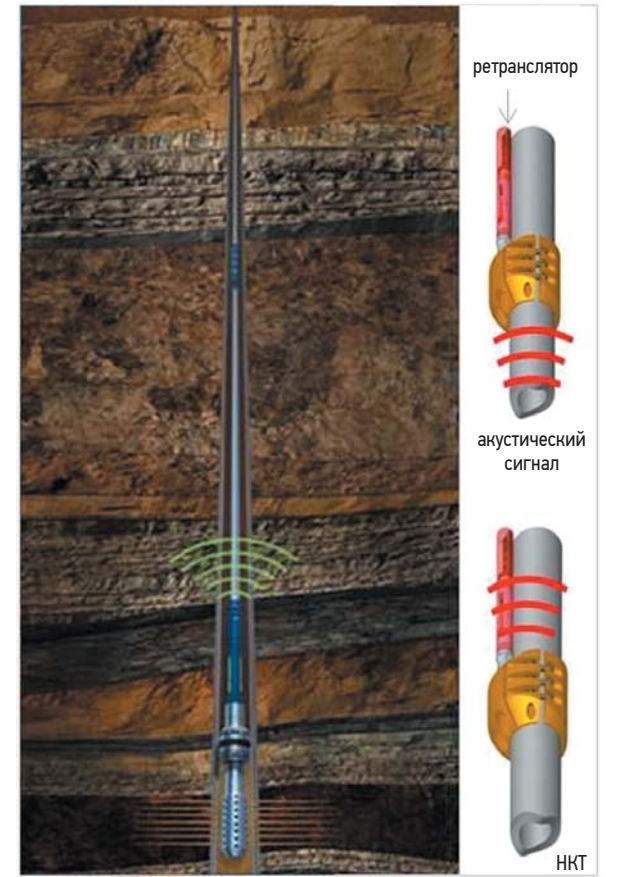


Рис. 3. Принципиальная схема работы системы акустической телеметрии

исследуемых объектов и включала в себя следующие компоненты:

- шланг высокого давления между устьевой арматурой гидравлической аварийной задвижкой;
- гидравлическая аварийная задвижка;
- коллектор сбора данных;
- штуцерный манифольд для контроля режима работы скважины;
- парогенератор и паровой теплообменник для нагрева скважиной продукции (в середине змеевика теплообменника имеется регулируемый штуцер для контроля режима притока после основного штуцерного манифольда);
- многофазный расходомер технологии Vx Spectra с двойной трубкой Вентури для обеспечения широкого рабочего диапазона в условиях неопределенностей на этапе разведочных работ (2- и 4-дюймовые линии);
- испытательный трехфазный сепаратор;
- нефтяной манифольд;
- газовый манифольд;
- две вертикальные мерные емкости с парными отсеками для временного хранения жидкости и определения объемного коэффициента нефти в условиях сепаратора;
- две факельные горелки для отжига;
- два воздушных компрессора для обеспечения отжига;

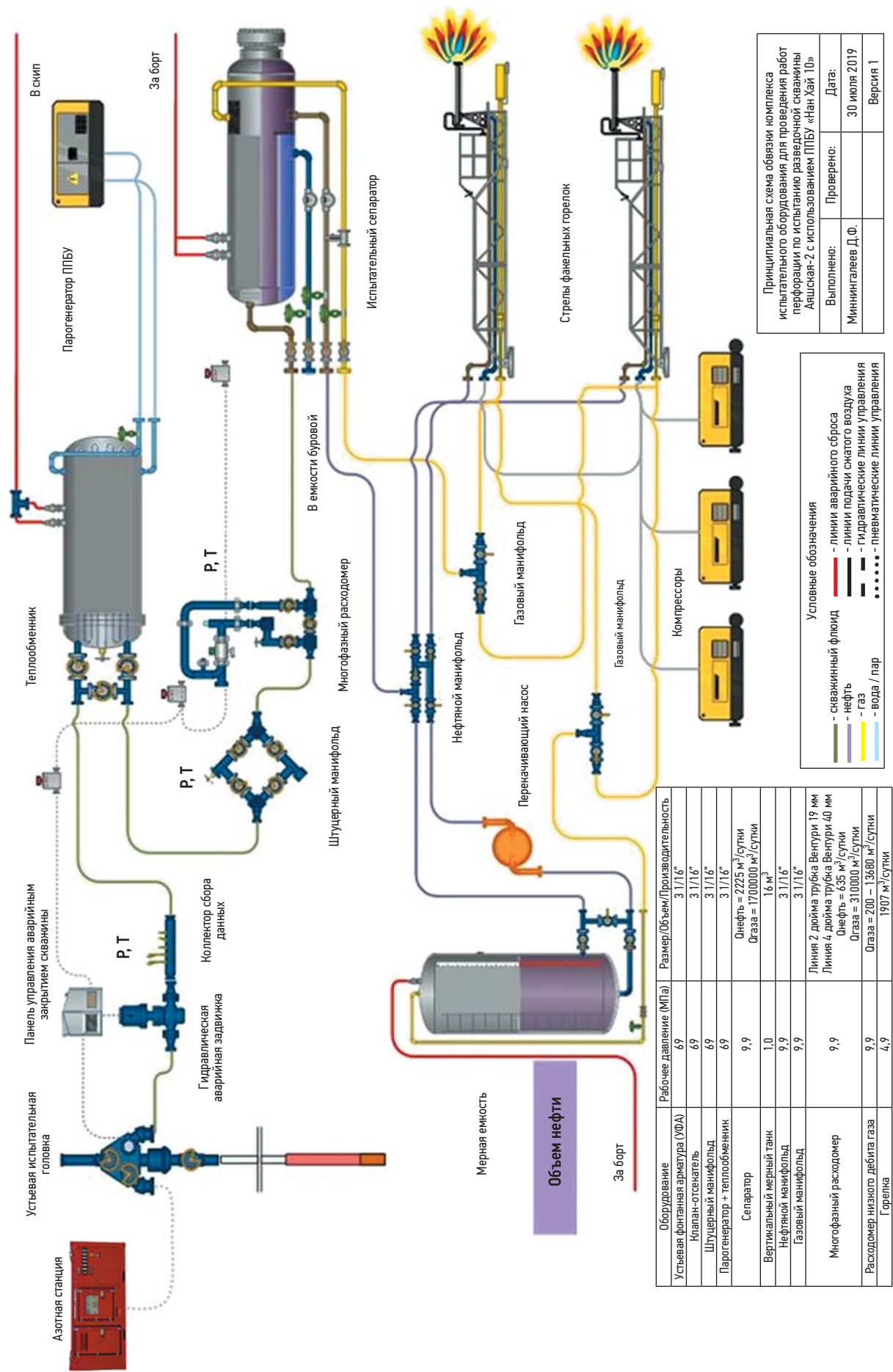
- азотная станция (компрессор);
 - система управления аварийного закрытия скважины с дублирующими постами.
- На рис. 3 приведена схема обвязки комплекса наземного оборудования по испытанию разведочных скважин компании «Газпромнефть-Сахалин».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ И ВЫВОДЫ

В результате внедрения новых технологий при проведении испытания и ГДИС на скважине № 2 Аяшская в Охотском море выполнен не только запланированный объем работ, но и поставлен рекорд по количеству испытанных объектов. Проведено испытание 7 объектов за 5 СПО, что позволило выполнить все поставленные задачи с высоким качеством.

Применение передовых технологий позволило:

- улучшить информативность кривой восстановления давления (КВД);
- сократить время записи на штуцере и КВД;
- принимать оперативные решения по эффективности метода по вызову притока и целесообразности проведения работ по стимуляции околоскважинной зоны;
- сократить до 10 % времени проведения работ на каждом объекте;



Принципиальная схема обвязки комплекса испытательного оборудования для проведения работ перфорации по испытанию разведочной скважины Аяшская-2 с использованием ППБУ «Нан Хай 10»

Выполнено:	Миннигалиев Д.Ф.	Проверено:	30 июля 2019
Дата:		Версия:	1

Условные обозначения

- скважинный флюид
- нефть
- газ
- вода / пар
- линии аварийного сброса
- линии подачи скатого воздуха
- гидравлические линии управления
- пневматические линии управления

Оборудование	Рабочее давление (МПа)	Размер/Объем/Производительность
Устьева фонтанная арматура (УФА)	6,9	3 1/16"
Клапан-отсекатель	6,9	3 1/16"
Штуцерный манифольд	6,9	3 1/16"
Парогенератор + теплообменник	6,9	3 1/16"
Сепаратор	9,9	Онефть = 2225 м³/сутки Огаз = 1700000 м³/сутки 16 м³
Вертикальный мерный танк	1,0	3 1/16"
Нефтяной манифольд	9,9	
Газовый манифольд	9,9	Линия 2 дюйма трубка Венгури 19 ми Линия 4 дюйма трубка Венгури 40 ми Онефть = 635 м³/сутки Огаз = 310000 м³/сутки
Многофазный расходомер	9,9	Огаз = 200 – 13680 м³/сутки 1907 м³/сутки
Расходомер низкого дебита газа	9,9	
Горелка	4,9	

Рис. 4. Схема обвязки комплекса наземного оборудования по испытанию разведочной скважины

УФА			
СБТ			
ПИФА			
Удлинитель срезного патрубна			72,36
Регулируемая подвеска			83,73
СБТ с ретранслятором		M	32,64
СБТ с ретранслятором		M	105,00
СБТ с ретранслятором		M	28,00
СБТ с ретранслятором		M	133,00
СБТ с ретранслятором		M	275,00
СБТ с ретранслятором		M	408,00
СБТ с ретранслятором		M	275,00
СБТ с ретранслятором		M	683,00
СБТ с ретранслятором		M	271,00
СБТ с ретранслятором		M	954,00
ТБТ			1123,14
Держатель манометров DGA-HT			173,45
ТБТ			1127,45
ТБТ			1222,19
УБТ			1298,93
СБТ с ретранслятором		M	180,93
СБТ с ретранслятором		M	1308,38
Телескоп – 2 шт.			1326,32
УБТ			1409,94
СБТ с ретранслятором		M	111,00
УБТ			1419,38
СБТ с ретранслятором		M	1502,36
СБТ с ретранслятором		M	92,41
СБТ с ретранслятором		M	1511,79
РА маркер			1512,70
Резервный циркулярный клапан			1514,09
Главный испытательный клапан			1532,06
Держатель манометров DGA-HT			23,48
Держатель пробоотборников SCAR-M 004			1535,27
Держатель пробоотборников SCAR-M 004			8,87
Держатель пробоотборников SCAR-M 004			1544,14
Сборка SJB+JAR+TFTV			1549,21
Пакер PIPK-DJ			1551,85
Держатель манометров DGA-HT			21,19
Держатель манометров DGA-HT			43,40
Держатель пробоотборников SCAR-MTH 070			1556,46
Держатель пробоотборников SCAR-MTH 070			7,67
Держатель пробоотборников SCAR-MTH 070			1564,13
EPIRE Мыюзик			43,40
EPIRE Мыюзик			1599,86
Незаряженная секция			1607,00
Заряженная секция			1610,00
Незаряженная секция			1626,50
Заряженная секция			1632,50
Незаряженная секция			1639,09
СБТ с ретранслятором		B	95,44
СБТ с ретранслятором		B	1651,90
EPIRE Мыюзик			112,16
EPIRE Мыюзик			1668,62
Незаряженная секция			3,38
Заряженная секция			1672,00
Заряженная секция			3,00
Заряженная секция			1675,00
Заглушка перфоратора			1675,25



Рис. 5. Детальная схема компоновки акустической телеметрии

1	1	MZTM	743	5» damp	7
	2	MZTM	744		

2	3	MZRM	1896	MDC-35C	839
3	4	MZRM	1808	MDC-35C	907
4	5	MZRM	1867	MDC-35B	789
5	6	MZRM	871	MDC-35C	939
6	7	MZRM	872	MDC-35C	838

7	8	MZGM	757	JB	N/A
	9	MZGM	758		

8	10	MZRM	873	MDC-35C	887
---	----	------	-----	---------	-----

9	11	MZRM	881	MDC-35C	878
---	----	------	-----	---------	-----

10	12	MZRM	874	MDC-35C	890
----	----	------	-----	---------	-----

11	13	MZGM	809	JB	N/A
	14	MZGM	808		
16	19	MZGM+IRDV	762	JB	N/A
	20	MZGM+IRDV	761		
12	15	MZSM	732	SCAR	004
13	16	MZSM	730		
14	17	MZSM	731		
15	18	MZSM	723		

17	21	MZGM	807	JB	N/A
	22	MZGM	806		
18	23	MZHTR	796	SCAR	N/A
19	24	MZHTR	797		
20	25	IFMZ	731	Fill Sub	N/A
		MZRM	EFIRE1		

21	26	MZRM	882	MDC-35C	908
22	27	IFMZ	15020702	Fill Sub	N/A
		MZRM	1873		

- проводить селективную перфорацию и селективный отбор проб без дополнительных СПО;
- сократить время срабатывания элементов ИПТ до 5 раз за счет управления испытательными клапанами при помощи акустического сигнала;
- улучшить качество определения дебитов, изменения газового фактора и обводненности на разных режимах.

Компания продолжает следить за развитием технологии проведения испытаний и ГДИС в мире, использует лучшие мировые практики и свой опыт для решения производственных задач в сложных горно-геологических и климатических условиях.

Список литературы

1. Варламов П.С., Григулецкий В.Г., Варламов Г.П., Варламов С.П. Пластоиспытательное оборудование для гидродинамических исследований пластов нефтяных и газовых скважин: Производственно-практическое издание – Уфа: ГУП РБ «Уфимский полиграфкомбинат», 2004. – 620 с.
2. ГОСТ Р 53240-2008. Скважины поисково-разведочные нефтяные и газовые. Правила проведения испытаний. – М.: ООО «НИПИ МПРР», «Стандартинформ», 2009. – 54 с.
3. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. ВНИИГАЗ, под редакцией Г.А. Зотова, З.С. Алиева. – М.: Недра, 1996.
4. Карнауков М.Л. Справочник по испытанию скважин. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз., 2008. – 376 с.
5. Основы испытания пластов. Fundamentals of formation testing // пер. с англ. под ред. А. Г. Загуренко. – М.: Роснефть, Институт компьютерных исследований, 2012. – 429 с.

References

1. Varlamov P.S., Griguletsky V.G., Varlamov G.P., Varlamov S.P. Formation testing equipment for hydrodynamic studies of oil and gas wells: Industrial and practical edition. Ufa: GUP RB "Ufa Polygraph Plant", 2004. 620 p.
2. GOST R 53240-2008. Exploration wells for oil and gas. Test rules. Moscow: ООО "НИПИ МПРР", "Standartinform", 2009. 54 p.
3. Instructions for a comprehensive study of gas and gas condensate reservoirs and wells. VNIIGAZ, edited by G.A. Zotova, Z.S. Aliyev. Moscow: "Nedra", 1996.
4. Karnaukhov M.L. Well Testing Handbook. Moscow: TsentrLitNefteGaz., 2008. 376 p.
5. Basics of reservoir testing. Fundamentals of formation testing // per. from English ed. A.G. Zagurenko. Moscow: Rosneft, Institute for Computer Research, 2012. 429 p.

ИМПЕДАНС ПУАССОНА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЛИТОЛОГИЧЕСКОГО СОСТАВА ГОРНЫХ ПОРОД

А.В. Хитренко^{1,2}, К.А. Громан², А.В. Лобусев¹

¹РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

²Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Электронный адрес: khitrenko.av@gazprom-neft.ru

Отложения тюменской свиты Западной Сибири характеризуются значительной латеральной неоднородностью, что существенно влияет на процесс разведки месторождений углеводородов. В качестве основного инструмента для прогноза латеральной неоднородности является сейсмическая информация. В настоящее время помимо структурного каркаса геофизики научились получать дополнительные динамические атрибуты. Наиболее распространенным методом преобразования исходной сейсмической информации в поле упругих параметров является синхронная инверсия. Однако интерпретация результатов синхронной инверсии в большинстве случаев является нетривиальной задачей. В данной работе авторы представили методы дополнительного преобразования продольного и поперечного импеданса с целью получения импеданса Пуассона для оценки литологического состава тюменской свиты на одном из месторождений Западной Сибири.

Ключевые слова: импеданс Пуассона, сейсмическая инверсия, Западная Сибирь, тюменская свита, продольный и поперечный импеданс, литологическое расчленение разреза

POISSON IMPEDANCE FOR LITHOLOGY CHARACTERIZATION

A.V. Khitrenko^{1,2}, K.A. Groman², A.V. Lobusev¹

¹Gubkin RSU of oil and gas, RF, Moscow

²Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint Petersburg

Tyumen formation is a formation with very considerably lateral heterogeneity. It influences on process of exploration oil and gas traps. No one can deny that seismic survey is a main method for prediction lateral heterogeneity. Nowadays, geoscientists can model different useful seismic attributes, apart from structural maps. Seismic inversion is most effective tool for transformation amplitude seismic data into elastic properties. However, sometimes result of seismic inversion is very hard to understand and analyze. In this work, authors will show additional methods for better understanding results of seismic inversion using Impedance Poisson. Area of research is located in the Western Siberia.

Keywords: Poisson Impedance, seismic inversion, Western Siberia, Tyumen formation, acoustic and shear impedance, lithology classification

<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-1-23-28>

ВВЕДЕНИЕ

Проблема достоверного определения литологического состава пород и степени насыщения коллектора до сих пор не теряет своей актуальности. Главным источником информации о физических свойствах горных пород, необходимых для разделения пород по литологическому составу и насыщению, являются данные петрофизических и геофизических исследований (ГИС). В большинстве случаев в результате преобразования геофизических данных получается смоделировать кубы упругих параметров, такие как акустический и сдвиговый импеданс и отношение продольной скорости к поперечной. Как правило, для достаточно отчетливой визуализации финальных результатов требуется дополнительная модификация кроссплота. В качестве эффективного метода разделения пород по литологическому составу

и насыщению предлагается использовать импеданс Пуассона, который вычисляется путем поворота обеих осей кроссплота, представленных акустическим и сдвиговым импедансами, на литологический тренд.

МЕТОДИКА РАБОТ

Для литологического разделения горной породы необходимо наличие сейсмической и скважинной информации. Корректное выполнение процесса трансформации сейсмических данных в кубы импеданса Пуассона возможно при наличии суммарных и угловых сейсмических сумм, а в комплексе ГИС – при наличии кривых упругих параметров (акустический каротаж (АК), широкополосный акустический каротаж (АКШ)), плотностной каротаж (ГГк-П)). Процесс трансформации скважинной и сейсмической информации проиллюстрирован на **рис. 1**.

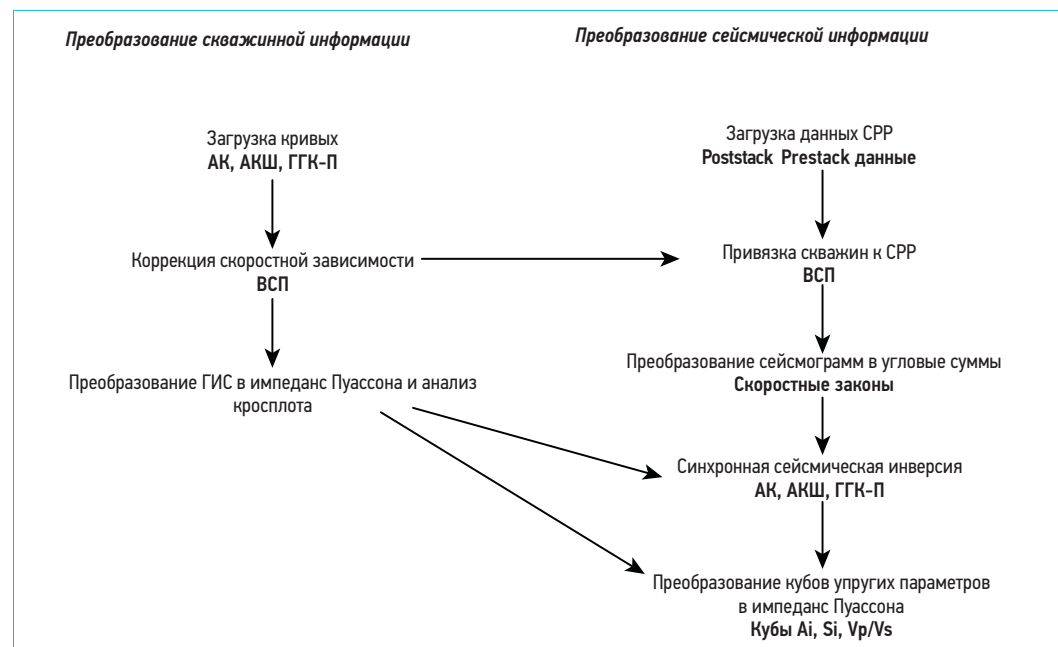


Рис. 1. Алгоритм выполнения синхронной инверсии
АК – акустический каротаж, АКШ – широкополосный акустический каротаж, ГГК-П – плотностной каротаж
ВСП – вертикальное сейсмическое профилирование
AI – акустический импеданс, SI – поперечный импеданс, VP/Vs – отношение продольной и поперечной скоростей

Так как основная задача геологоразведочных работ – определение наиболее перспективных объектов для последующего бурения, большое значение приобретают сейсмические и скважинные данные. Для выполнения сейсмических инверсионных преобразований необходимо наличие петрофизических предпосылок. Перед проведением петроупругого моделирования крайне необходимо провести анализ всей скважинной и керновой информации. К основным геологическим характеристикам, влияющим на сейсмический отклик, относятся такие параметры, как литология, пористость, насыщение, глинистость, цементация, эффективное давление и другие [6]. Основной задачей петроупругого моделирования является нахождение таких зависимостей в поле упругих параметров, что позволяет выявить различные геологические особенности исследуемого интервала [4]. В конечном счете это дает более точное понимание характеристик сейсмического отклика в данных до и после суммирования и обоснованное выполнение сейсмической инверсии [5].

МЕТОДИКА ПОЛУЧЕНИЯ ИМПЕДАНСА ПУАССОНА

Процесс выполнения синхронной инверсии в настоящее время в целом является стандартным преобразованием сейсмических данных в кубы упругих параметров. Основная цель синхронной инверсии заключается в разделении пород по литологическому составу и насыщению. В большинстве случаев по результатам

синхронной инверсии на выходе получают кубы продольного и поперечного импеданса и их отношения (V_p/V_s). При наличии определенных обстоятельств по результату синхронной инверсии возможно получение куба плотностей, что дает возможность в значительной степени варьировать инструментарий. Однако часто кубы плотностей по техническим причинам смоделировать не удастся. При получении продольных и поперечных импедансов существует определенное разделение по литологическому составу, но с учетом тренда по глубине данное разделение имеет определенный угол поворота, что осложняет процесс разделения литофациальных комплексов. При повороте кроссплота продольного и поперечного импедансов разделение литофациальных комплексов становится более явным и позволяет заменить использование двух переменных (продольный и поперечный импеданс) на одну переменную (импеданс Пуассона). Смысл преобразования упругих параметров проиллюстрирован на **рис. 2**.

Значение продольного и поперечного импедансов может быть определено в результате синхронной сейсмической инверсии, импеданс Пуассона PI был выведен Квакуенбушем:

$$PI = AI - c \cdot SI, \quad (1)$$

где коэффициент c определяет угол ротации кроссплота AI и SI .

Достаточно подробно этот метод описан в статье Квакуенбуша [1] и Диреза [2], поэтому в данной работе будет рассмотрен только практический опыт его применения.

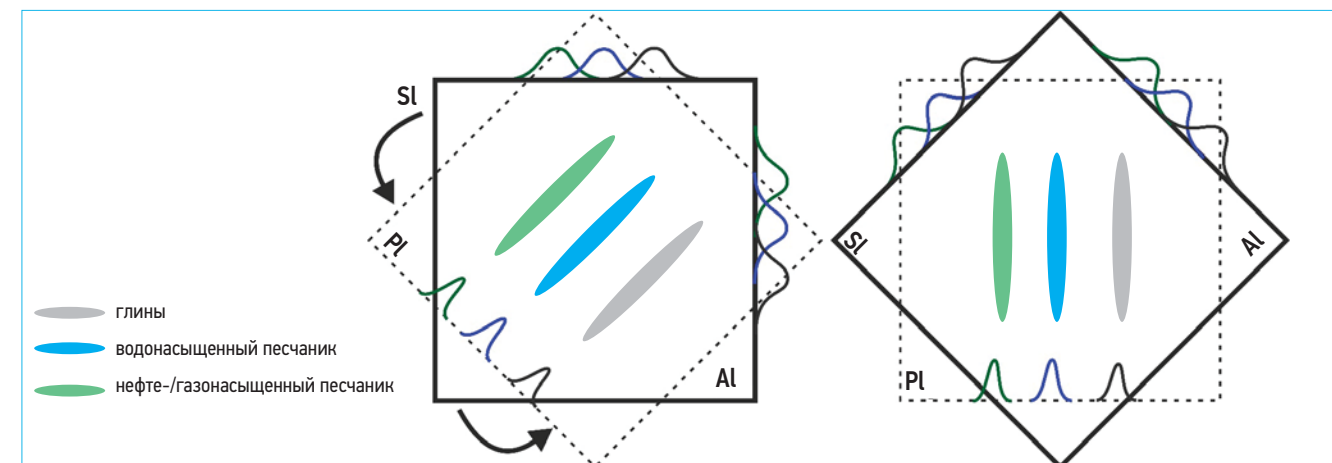


Рис. 2. Схема преобразования кроссплота Ip/Is в кроссплот/гистограмма импеданса Пуассона

РЕГИОНАЛЬНАЯ ГЕОЛОГИЯ

Месторождение N расположено в центральной части Западной Сибири. Согласно общепринятой тектонической схеме Западной Сибири изучаемая территория расположена в центре Нижневартовского свода. Нижневартовский свод представляет собой вытянутое в северо-западном направлении палеоподнятия, размеры которого составляют примерно 300 км в северо-западном направлении и 80 км в юго-восточном направлении. Развитие нижневартовского свода началось на ранних этапах формирования осадочного чехла западной Сибири, что повлияло на условия осадконакопления. С юго-восточного блока Нижневартовский свод граничит с Юганской впадиной, а с востока – с Колтогорским мегапрогибом. Периоды тектонической активности можно условно разделить на два этапа: юрский и меловой. Каждый из тектонически активных этапов заканчивался спокойным периодом осадконакопления и выравнивания бассейна. Общая мощность мезо-кайнозойского платформенного чехла в пределах изучаемой территории колеблется от 2500 до 3000 м. На данной территории пробурено значительное количество скважин, при этом тюменская свита в большинстве из них не вскрыта, что ограничивает количество исходной скважинной информации. Кроме того, по результатам анализа качества данных ГИС и наличия акустических методов был обрахован существенный объем данных.

Обработка петрофизической информации показала явное разделение литотипов в поле упругих параметров (**рис. 3**). Как видно из **рис. 4**, использование V_p/V_s и импеданса Пуассона (P -impedance) является достаточным для разделения литотипов в поле упругих волн в диапазоне частот скважин. В диапазоне частот сейсмики разделение уже не столь явное. Использование упругих параметров позволяет выполнить прогноз основных типов литофаций

для терригенных пород. Совместный анализ продольных и поперечных скоростей позволяет в случае тюменских отложений выполнить разделение групп литофаций. Для тюменской свиты при условии значительной контрастности вмещающих пород и сложности латерального распределения коллекторов проведение синхронной инверсии выглядит наиболее актуальным.

ИМПЕДАНС ПУАССОНА

По результатам моделирования скважиной информации в сейсмическом диапазоне частот (**рис. 3**) выделяются зоны нефтенасыщенного, водонасыщенного коллектора и аргиллитов. Достаточно низкое либо условное разделение наблюдается между нефтенасыщенными и водонасыщенными песчаниками, что не позволяет использовать импеданс Пуассона в качестве сейсмического атрибута для выполнения прогноза насыщения.

На **рис. 4** отчетливо наблюдается тренд на увеличение продольного и поперечного импедансов с глубиной [1]. На кроссплоте выделяются наклоны 3 комплексов, которые имеют различные коэффициенты наклона c , определяемые из уравнения линейной аппроксимации:

$$SI = a + c \cdot PI \quad (2)$$

Для определения максимального разделения лито-флюидальных комплексов наибольшую значимость имеет не нахождение оптимального коэффициента c для всего набора точек, а нахождение оптимального коэффициента c с целью получения максимального разделения фа-

ПРЕДЛОЖЕННЫЙ АВТОРАМИ МЕТОД С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИМПЕДАНСА ПУАССОНА ПОКАЗАЛ ВОЗМОЖНОСТЬ ОТЧЕТЛИВОГО РАЗДЕЛЕНИЯ МЕЖДУ КОЛЛЕКТОРОМ И НЕКОЛЛЕКТОРОМ НА ПРИМЕРЕ ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ.

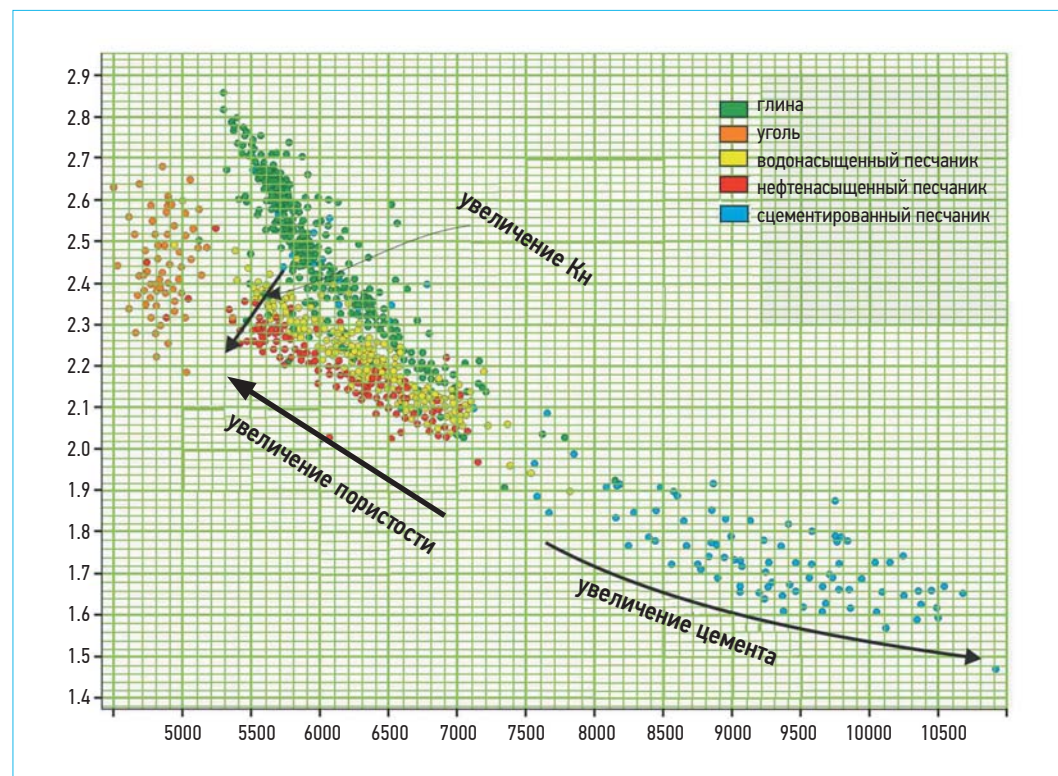


Рис. 3. Кроссплот Vp/Vs и Ip
VP/VS – отношение продольной и поперечной скоростей

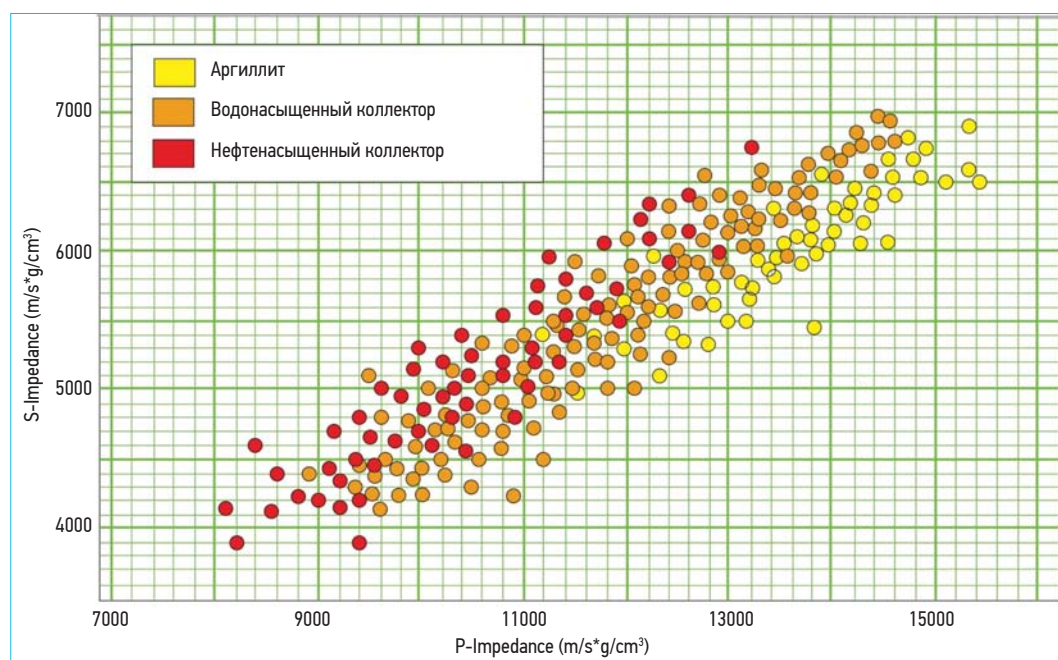


Рис. 4. Кроссплот Is и Ip

ций. По причине достаточно явного перекрытия водонасыщенных и нефтенасыщенных песчанников целесообразно группирование их в две большие группы: коллектор и неколлектор. В результате трансформации продольного и поперечного импедансов был получен кроссплот импеданса Пуассона и литологии. Как видно на рис. 5, финальный результат характеризуется достаточно отчетливым разделением между

коллектором и неколлектором, что позволяет использовать данный атрибут для прогноза литологии в контуре изучаемой территории.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Импеданс Пуассона является достаточно эффективным сейсмическим атрибутом для отделения песчанников от других пород.

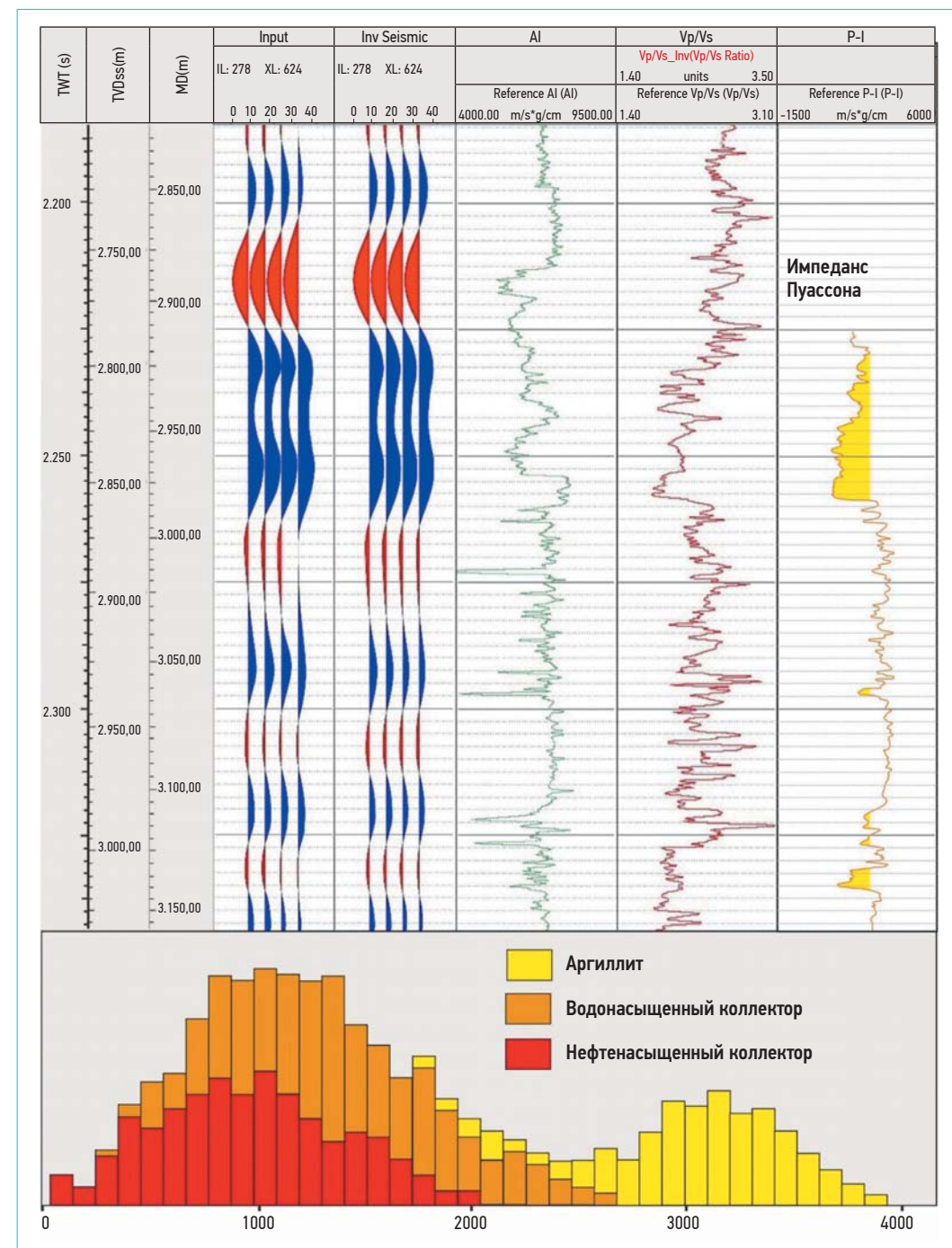


Рис. 5. Результаты моделирования (сверху) и распределения литофаций на гистограмме импеданса Пуассона (снизу)

Дополнительно импеданс Пуассона можно использовать для определения насыщенности коллектора, однако по причине сложного петрофизического разделения нефти и воды в песчаниках тюменской свиты этого выполнить не удалось. При наличии четкого разделения коллектора по насыщенности потребуются определение отличительного коэффициента c для уравнения (1), и в данном случае импеданс Пуассона называют импедансом флюида, который также является чувствительным для определения типа порового пространства. Следовательно, импеданс Пуассона может

быть применим для разделения горных пород в отложениях Западной Сибири при условии высокой интеграции геологической, петрофизической и сейсмической информации.

БЛАГОДАРНОСТИ

Авторы выражают благодарность профессорско-преподавательскому составу РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина.

Список литературы / References

1. Quakenbush M., Shang B., Tuttle C., Poisson impedance: The Leading Edge, 25, pp. 128–138, 2006.
2. Direzza A., Andika I. K., Permana A., The application of Poisson impedance inversion for sandstone reservoir characterization in the lower Talang, Akar Formation: AAPG International Convention and Exhibition, Search and Discovery Article 41080, 2012.
3. Tian L., Zhou D., Lin G., Jiang L., Reservoir prediction using Poisson impedance in Quinhuangdao, Bohai Sea: 80th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, 2010, pp. 2261–2264.
4. Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J., The rock physics handbook: Tools for seismic analysis of porous media, 2nd ed.: Cambridge University Press, 2009.
5. Khitrenko A., Binkov K., Garina K., Poisson Impedance for Achimov Formation Sandstone Reservoirs Characterization, 80th EAGE Conference and Exhibition 2018, Jun 2018, Volume 2018, 2018, pp. 1–5.
6. Hiltebrand F. J., Seismic amplitude interpretation, Seismic Amplitude Interpretation: Soc. of Expl. Geophys., 2001, p. 235.

ИЗВЛЕЧЕНИЕ ЛИТИЯ ИЗ ПОПУТНЫХ ВОД НА ПРИМЕРЕ ОРЕНБУРГСКОГО НГКМ

А.А. Бандалетова, А.Ю. Гаврилов, Е.В. Галин

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

Электронный адрес: Bandaletova.AA@gazpromneft-ntc.ru

Развитие ТЭК становится все более ориентированным на разработку трудноизвлекаемых запасов, которые составляют почти 2/3 разведанных запасов нефти. Технологии добычи такого сырья характеризуются более высокими капитальными затратами, что требует поиска новых способов повышения рентабельности проектов. Одним из таких направлений является извлечение металлов из попутной воды нефтегазовых месторождений. В данной работе оценена возможность применения технологии извлечения лития из пластовых вод Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ), а также определены граничные условия для применения данной технологии.

Ключевые слова: литий, адсорбция, концентрирование, повышение экономической эффективности месторождений углеводородов, технико-экономическая оценка (ТЭО), Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ), попутно-добываемая вода

LITHIUM EXTRACTION FROM ASSOCIATED WATERS ON THE EXAMPLE OF ORENBURG OGCF

A.A. Bandaletova, A.Y. Gavrilov, E.V. Galin

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint Petersburg

The state of the mineral resource base of hydrocarbons in recent years has been characterized by a decrease in proven reserves and extremely low rates of their reproduction. In Western Siberia, as in other oil-bearing provinces of Russia, economically profitable oil reserves are decreasing. It is obvious that the development of the fuel and energy complex is becoming more focused on the development of hard-to-recover reserves, which account for almost 2/3 of the proven oil reserves. Technologies for the extraction of such raw materials are characterized by higher capital costs, which requires the search for new ways to increase the profitability of projects. One of these areas is the extraction of metals from the associated water of oil and gas fields. In this paper, the possibility of using the technology for extracting lithium from the associated waters of the Orenburg oil and gas condensate field is evaluated, and the boundary conditions for the implementation of this technology are determined.

Keywords: lithium, adsorption, concentration, increasing the economic efficiency of hydrocarbon deposits, techno-economic assessment (TEA), Orenburg oil and gas condensate field, associated waters

<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-1-29-32>

ВВЕДЕНИЕ

Удорожание нефтяных кейсов, дестабилизация нефтяного рынка, а также высокая потребность России в щелочноземельных металлах требует пересмотра существующих подходов к разработке нефтяных месторождений и поиска новых, еще не задействованных ресурсов. Одним из таких ценных ресурсов является литий (Li). Развитие технологий, увеличение спроса и полное отсутствие добычи этого элемента в России делают его наиболее востребованным [1].

АНАЛИЗ ТЕКУЩЕЙ СИТУАЦИИ

На мировом рынке 90 % добычи лития приходится на крупных производителей, остальной рынок поделен среди небольших предприятий. Крупнейшими производителями литиевого сырья (карбоната лития) из гидроминеральных ресурсов являются Чили, Аргентина, Боливия,

Китай и Австралия. Австралия занимает первое место по производству сырья, но производит его из руды (данным способом получается продукт более низкого качества и низкой стоимости по сравнению с другими способами). Если рассмотреть весь путь переработки лития, начиная с его извлечения из недр земли и заканчивая его появлением в виде готового продукта, то можно выделить три основных направления переработки. Производство сырья (карбоната лития). В России это направление не развито, поэтому мы ежегодно импортируем этот продукт: в прошлом году в страну ввезли 5 тыс. т карбоната лития из Чили и Аргентины, а также 223 т гидроксида лития из Китая и США. Вторым направлением является переработка литиевого сырья в различные соединения лития, получение чистого металлического лития, изотопов лития, литий-алюминиевых и литий-магниевых сплавов, а также солей лития. Данное направление представлено четырьмя крупны-

© Коллектив авторов,
2021



ми предприятиями: АО «Сибирский химический комбинат», ПАО «Химико-металлургический завод», ПАО «Новосибирский завод химических концентратов» и ООО «Халмек Литиум». Третье направление занимается производством непосредственно товаров на основе соединений лития. 60 % российских предприятий производят литиевые батареи – это АК «Ригель», НПП «Источник», ЗАО «Квант» и ряд других; оставшиеся 30 % производят стекло (ОАО «Красный луч») и смазочные материалы (ООО «Производство завод имени Шаумяна»), и прочие. Потребление эквивалента карбоната лития в 2000 г. составляло около 68 тыс. т, а в 2019 г. оно достигло 315 тыс. т, что в 4,6 раза больше. Для сравнения, мировое потребление нефти за период 2000–2019 гг. выросло почти на треть. Литиевая индустрия стала одной из самых быстрорастущих в области добычи полезных ископаемых. Таким образом, подтверждается спрос на сырье и отсутствие его производства в России. В то же время литий и другие металлы содержатся в подтоварной воде нефтегазовых месторождений (минерализация вод достигает 400 г/л, а концентрация лития – 500 мг/л). В настоящее время в нефтегазовой отрасли данное ценное сырье не извлекается, а вместе с водой закачивается в систему поддержания пластового давления (ППД). Данные по концентрации лития в подземных водах месторождений РФ практически отсутствуют. В данной работе технология извлечения лития из пластовой воды рассмотрена на примере Оренбургского НГКМ (концентрация лития в среднем 49 мг/л), в связи с наличием базы по содержанию лития в пластовой воде и наличию профиля добычи подтоварной воды.

ПРЕДЛАГАЕМЫЙ СПОСОБ И РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ

Способы извлечения лития.

- Осаждение с концентрированием: упаривание жидкости с последующим осаждением лития. Реакция возможна только при низких концентрациях магния и кальция в рассоле.
- Осаждение без концентрирования с помощью аморфного гидроксида алюминия. Данный способ имеет низкую селективность с точки зрения извлечения лития, так как данный сорбент избирателен и к ионам магния, которые присутствуют в пластовой воде. Также возможны проблемы с отстаиванием и фильтрацией полученного осадка ввиду его гелеобразной и мелкодисперсной структуры.
- Сорбционный метод с применением сорбента ДГАЛ-СІ эффективен при высокой степени минерализации исходного раствора, коэффициенте $R > 200$ и $pH < 7$. R – коэффициент, характеризующий отношение концентрации всех щелочноземельных металлов к концентрации лития. Метод заключается в сорбции лития сорбентом (ДГАЛ-СІ) из высокоминерализованных вод с последующей промывкой насыщенного сорбента пресной водой и получением рассола. Рассол концентрируют с осаждением лития в его товарную форму – карбонат лития [3–5].

Выбор метода обуславливается концентрацией лития, кислотностью среды и показателем R . Согласно результатам анализа пластовой воды Оренбургского НГКМ, более подходящим способом является сорбционный метод с применением ДГАЛ-СІ.

На основе экспериментальных данных, представленных в работе [1], была проведена адап-

тация технологических показателей (емкость сорбента, время сорбции, время десорбции, селективность сорбции и десорбции) под свойства подтоварной воды Оренбургского НГКМ. На основании данных параметров сорбции/десорбции и существующей технологии подготовки нефти на установке подготовки нефти (УПН) подобраны давления и температурные условия протекания процессов, а также разработана следующая схема (рис. 1). Исходный рассол поступает в печь, где нагревается до 40 °С, затем направляется в колонну 1 сорбционно-десорбционной установки, заполненную сорбентом ДГАЛ-СІ (рис. 2). Процесс сорбции длится 135 минут, затем насыщенный сорбент промывают литиевым концентратом – предварительно приготовленным раствором пресной воды, насыщенным литием. Данная обработка сорбента необходима для удаления из сорбента других металлов, которые, возможно, были поглощены из пластовой воды. Литий же не десорбируется, так как раствор уже им насыщен. Отработанный литиевый концентрат выводится из системы получения лития вместе с отработанной водой и направляется на блочную кустовую насосную станцию (БКНС). В дальнейшем концентрат лития получается при смешении готового продукта с пресной водой. Затем насыщенный литием сорбент промывается пресной водой с получением раствора лития. После раствор направляется в вертикальный стальной резервуар (РВС), а затем в вакуумный выпариватель, где происходит концентрирование раствора лития до концентрации 14 мг/л. Затем концентрат поступает в блок осаждения (емкость с мешалкой), где при тем-

ПРЕДЛАГАЕМАЯ УСТАНОВКА ИЗВЛЕЧЕНИЯ ЛИТИЯ ИЗ ПОПУТНЫХ ВОД С ПРИМЕНЕНИЕМ СОРБЕНТА ДГАЛ-СІ ПОЗВОЛИТ ПОЛУЧАТЬ ДО 40 Т/ГОД ЛИТИЯ НА ОРЕНБУРГСКОМ НГКМ, ЧТО ЭКВИВАЛЕНТНО ПОТРЕБНОСТИ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА 600 ЭЛЕКТРОМОБИЛЕЙ TESLA MODEL S.

пературе 90 °С происходит процесс осаждения лития карбонатом натрия (кальцинированный сода). Получившийся осадок (карбонат лития) направляется на промывку, а затем на микроволновую сушку. Процесс периодический, но для обеспечения непрерывной технологии относительно процессов УПН и БКНС Оренбургского НГКМ на входе установки предложено строительство резервуара для накопления подтоварной воды, а также подобраны времена сорбции/десорбции под профиль добычи жидкости на месторождении. Представленная установка для данного месторождения позволит получать литий до 40 т/год, что эквивалентно потребности для производства 600 электромобилей Tesla model S.

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА

На основании разработанной схемы был проведен экономический расчет капитальных и операционных затрат для строительства данной установки в Оренбургской области, выполнена оценка дохода от продажи лития в качестве сырья российским потребителям и оценен NPV проекта по извлечению лития на период 10 лет.



Рис. 1. Технологическая схема установки извлечения лития:
ПТБ – печь трубчатая блочная, РВС – резервуар вертикальный стальной

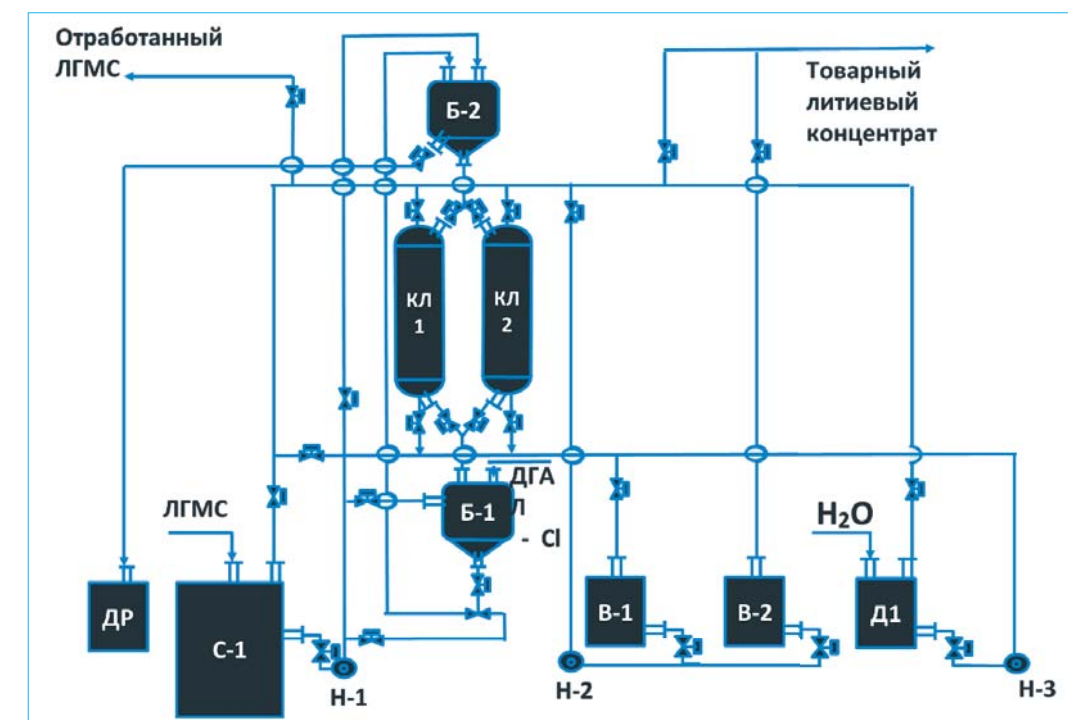


Рис. 2. Схема сорбционно-десорбционной установки

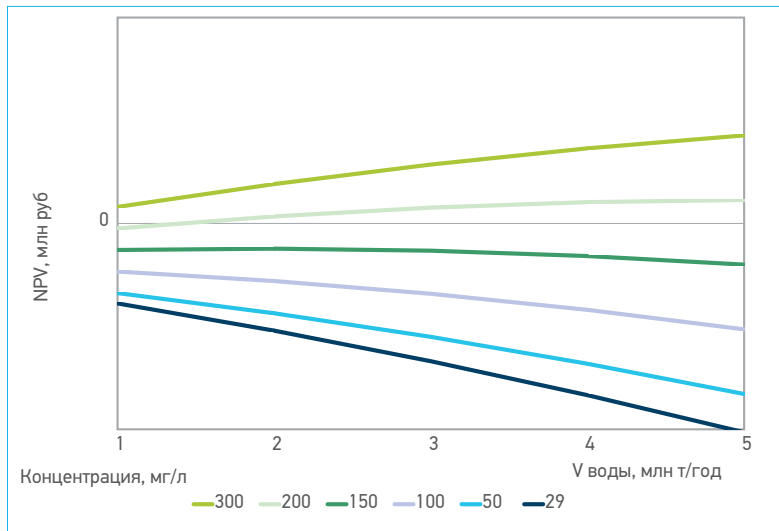


Рис. 3. Зависимость NPV установки от концентрации лития и объема пластовой воды

Также в ходе расчетов на примере Оренбургского НГКМ был выполнен поиск граничных параметров для рентабельности технологии. Результатом работы стал расчетный модуль, позволяющий подобрать типоразмер и количество емкостного оборудования, а также количество сорбента в зависимости от объема поступающей жидкости и величины концентрации Li в рассоле. Полученные данные унифицированы согласно стандартному набору оборудования в модуле капитальных и операционных затрат компании.

Также в расчетном модуле возможно отсеивание потенциальных месторождений, на которых данная установка экономически неэффективна, основываясь на концентрации лития и объеме попутной воды. На основании полученных данных найдены граничные условия рентабельности установки извлечения лития по предлагаемой схеме: минимальная концентрация Li – 200 мг/л, объем перерабатываемой жидкости – 1,5 млн м³/год (рис. 3).

РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

Монетизация процесса извлечения металлов из пластовых вод нефтегазовых месторождений способна повышать как эффективность бизнес-кейсов перспективных ЛУ, так и рентабельность зрелых активов. В работе предложена и оценена методика по извлечению лития из пластовых вод Оренбургского НГКМ, адаптированы параметры сорбции/десорбции, разработана технологическая схема. На основании ТЭО сформированы критерии отбора месторождений добычи углеводородного сырья, потенциально пригодных для внедрения данной технологии.

Список литературы

1. Рябцев А.Д. Переработка литиеносного поликомпонентного гидроминерального сырья на основе его обогащения по литию: дис. ... доктора технических наук. ЗАО «Экостар-Наутех». – Новосибирск, 2011. – С. 100–130.
2. Вахромеев А.Г. Закономерности формирования и концентрация освоения промышленных рассолов (на примере юга Сибирской платформы): дис. ... доктора геолого-минералогических наук. Российская академия наук. Сибирское отделение. Институт земной коры. – Иркутск, 2009. – С. 250–261.
3. Севастьянов О.М. Микроэлементы в подземных водах Оренбургского месторождения // Геология нефти и газа. – 1992. – № 10. – С. 5–6.
4. Литвиненко В.И. Эколого-технологические основы комплексной переработки пластовых вод нефтяных месторождений (на примере Тимано-Печерской нефтегазоносной провинции): дис. ... доктора технических наук. Научно-исследовательский и проектный институт Печорнипи-нефть. – М., 2000. – С. 42, 232, 242.
5. Котсупало Н.П. Физико-химические основы получения селективных сорбентов и создание технологий извлечения лития из рассолов с их использованием: дис. ... доктора технических наук. Всероссийская академия наук. Сибирское отделение. Институт химии твердого тела и механохимии. ЗАО «Экостар-Наутех». – Новосибирск, 2000. – С. 13–14.
6. Литвиненко В.И., Цхадая Н.Д., Волков В.Н. Эколого-технологические основы комплексного использования пластовых вод нефтяных месторождений // Учебное пособие. Министерство образования Российской Федерации. Ухтинский государственный технический университет. – Ухта: УГТУ, 2001. – 59 с.

References

1. Ryabtsev A.D. Processing of lithium-bearing multicomponent hydromineral raw materials based on its enrichment with lithium: dissertation for the degree of Doctor of Technical Sciences. Closed Joint Stock Company "Ecostar-Nautech". Novosibirsk, 2011. Pp. 100–130. (In Russ.).
2. Vakhromeev A.G. Patterns of formation and concentration of development of industrial brines (on the example of the south of the Siberian platform): dissertation for the degree of Doctor of Geological and Mineralogical Sciences. The Russian Academy of Sciences. Siberian Branch Institute of the Earth's Crust. Irkutsk, 2009. Pp. 250–261. (In Russ.).
3. Sevastyanov O.M. Trace elements in underground waters of the Orenburg field. *Geology of oil and gas*. 1992, no. 10. Pp. 5–6 (In Russ.).
4. Litvinenko V.I. Ecological and technological fundamentals of complex processing of stratal waters of oil fields (on the example of the Timan-Pechersk oil and gas province): dissertation for the degree of Doctor of Technical Sciences. Scientific Research and Design Institute Pechornipineft. Moscow, 2000. Pp. 42, 232, 242. (In Russ.).
5. Kotsupalo N.P. Physicochemical foundations of obtaining selective sorbents and the creation of technologies for extracting lithium from brines with their use: dissertation for the degree of Doctor of Technical Sciences. All-Russian Academy of Sciences. Siberian branch. Institute of Solid State Chemistry and Mechanochemistry. Closed Joint Stock Company "Ecostar-Nautech". Novosibirsk, 2000. Pp. 13–14. (In Russ.).
6. Litvinenko V.I., Tskhadaya N.D., Volkov V.N. Ecological and technological foundations for the integrated use of stratal waters of oil fields. Tutorial. Ministry of Education of the Russian Federation Ukhita State Technical University. Ukhita: USTU, 2001. 59 p. (In Russ.).

КЛАССИФИКАЦИЯ ОСТАТОЧНЫХ ИЗВЛЕКАЕМЫХ И НЕВОВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ ПО КРИТЕРИЮ СЛОЖНОСТИ РАЗРАБОТКИ (RCI)

Б.В. Малышев, Д.В. Шуваев, В.Ю. Климов

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

Электронный адрес: Malyshev.BV@gazpromneft-ntc.ru

В работе рассмотрен новый инженерный аналитический инструмент, который позволяет производить экспресс-оценку запасов нефти, классифицировать их по сложности с целью проведения последующей оптимизации системы разработки и формирования программы геолого-технических мероприятий. Классификация запасов производится с использованием авторского подхода по определению индекса сложности разработки (RCI). Сложность разработки зависит от трех основных параметров: проницаемости пласта, запускной обводненности, которая содержит в себе параметры кривой относительной фазовой проницаемости, насыщенности и вязкости и геологической неоднородности (эффективности заводнения). Проведена экономическая оценка рентабельности скважины при помощи рассчитанного показателя PV UDC (стоимость разработки единицы продукции, CAPEX/общая добыча нефти). Данный показатель позволяет определить экономическую привлекательность, но при этом для его расчета не требуется знание всех макропараметров и учет затрат на строительство кустовых площадок (КП). По результатам экономической оценки и ранжирования скважин можно получить рентабельные КП и выбрать кандидатов для резки боковых стволов (ЗБС). Новизна работы заключается в использовании обновленной методики расчета индекса сложности пласта для классификации остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ), которая в сочетании с экономической моделью создает качественный инструмент для решения инженерных проблем пласта и повышения стоимости проекта. Метод может быть перенесен на другие месторождения с незначительными модификациями при условии корректного учета экономических параметров месторождения и его геологических особенностей.

Ключевые слова: разработка, индекс сложности разработки (RCI), проницаемость, запускная обводненность, эффективность заводнения, коэффициент извлечения нефти, геолого-технические мероприятия, стоимость разработки единицы продукции (UDC)

CLASSIFICATION OF RESIDUAL RECOVERABLE AND NON-RECOVERABLE OIL RESERVES BY THE RESERVOIR COMPLEXITY INDEX (RCI)

B.V. Malyshev, D.V. Shuvaev, V.Yu. Klimov

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint Petersburg

The paper considers a new engineering analytical tool for express oil reserves assessment. Proposed method is based on classifying oil reserves by complexity – reservoir complexity index (RCI). It allows to optimize the development system and form a well interventions program.

The method is suggested to use three main parameters for development complexity estimation: reservoir permeability, start watercut (which contains the parameters of the curve of relative permeability, saturation and viscosity) and geological heterogeneity (pattern efficiency).

An economic estimation of the well profitability is carried out by calculating PV UDC indicator (unit development cost, CAPEX / total oil production). The advantages of this indicator is that it allows to determine the economic attractiveness and does not require macro parameters and costs for the building well pads

Due to the economic assessment and well ranking, it is possible to obtain profitable well pads and select candidates for sidetracking.

The novelty of the work lies in the use of an updated methodology for the reservoir complexity index estimation for the remaining recoverable reserves classification.

As a result, high-quality tool is created that integrates RCI and economic model. It is aimed for solving reservoir engineering problems and increasing the project cost

The proposed method can be applied to other fields with minor modifications.

Keywords: reservoir engineering, reservoir complexity index (RCI), permeability, start watercut, pattern efficiency, oil recovery factor, well interventions, unit development cost (UDC)

<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-1-33-39>

ВВЕДЕНИЕ

Многие месторождения нефтегазовых компаний России вступили или вступают в заключительную стадию разработки, но при этом продолжают обладать высокой долей не вовлеченных в добычу запасов. Причинами этого являются, как правило, сложное геологическое строение, высокая неоднородность и расчлененность пласта, неравномерность процесса вытеснения нефти водой, неоптимальность подобранной проектной системы разработки, или запасы не создавали значительную добавленную ценность на момент принятия решения по инвестициям в проект (FID) ввиду позднего времени вовлечения в разработку. Это приводит к заниженному значению коэффициента извлечения нефти (КИН) и росту остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ). При этом единого подхода вовлечения таких запасов в разработку не существует: разные категории запасов в зависимости от геологической сложности (определенных наборов параметров пласта, флюида и т.д.) требуют индивидуальной стратегии вовлечения запасов в разработку и принципиально разных геолого-технических решений. Также важно понимать, что возможность вовлечения остаточных запасов должна регулироваться не только техническими, но и экономическими факторами.

С целью вовлечения остаточных запасов в добычу одновременно с повышением дохода, получаемого нефтегазодобывающим предприятием, в данной работе решались следующие задачи:

- создание инженерного аналитического инструмента для оценки величины запасов, их локализации и классификации по сложности;
- определение границы между зонами невовлекаемых рентабельных и нерентабельных запасов;

- оптимизация системы разработки и формирования программы геолого-технических мероприятий с целью вовлечения невовлекаемых нерентабельных запасов в разработку;
- категоризация ОИЗ и невовлекаемых запасов (НЗ) в зависимости от сложности вовлечения запасов в добычу согласно экономической привлекательности.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕЛИЧИНЫ ОСТАТОЧНЫХ ИЗВЛЕКАЕМЫХ И НЕВОВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ

В первую очередь необходимо корректно определить величину ОИЗ и дать определение НЗ. Под НЗ подразумевают разницу между извлекаемыми запасами, рассчитанными при условии достижения максимального возможного КИН (для идеальной системы разработки), и извлекаемыми запасами, рассчитанными при условии достижения КИН текущей системой разработки.

Величину НЗ можно рассчитать по формуле:

$$НЗ = STOIP \cdot (КИН_{\text{МАКС}} - КИН_{\text{ТЕКУЩИЙ}}), \quad (1)$$

где $STOIP$ – начальные геологические запасы, м^3 ; $КИН_{\text{МАКС}}$ – максимально возможный КИН, д.ед.; $КИН_{\text{ТЕКУЩИЙ}}$ – КИН при текущей системе разработки, д.ед.

$$КИН_{\text{МАКС}} = K_{\text{ВЫТ}} \cdot K_{\text{ОХВ}}, \quad (2)$$

где $K_{\text{ВЫТ}}$ – коэффициент вытеснения; $K_{\text{ОХВ}}$ – коэффициент охвата.

Наиболее зарекомендовавшими себя аналитическими способами оценки КИН являются модели характеристик вытеснения (рис. 1) [1].

Серая зона соответствует историческому периоду разработки – это фактическая добыча ($КИН_{\text{Факт}}$). Продолжая разработку базовым фондом, можно отобрать запасы зеленой зоны и увеличить КИН до значения $КИН_{\text{БФ}}$. Желтая зона – это текущая система разработки плюс дополнительное проектное бурение ($КИН_{\text{ПБ}}$). Красная зона – это текущая система разработки плюс дополнительное проектное бурение и дополнительное бурение на невовлекаемые рентабельные запасы ($КИН_{\text{НЗ}}$), а запасы синей зоны могут вовлекаться в разработку только при помощи применения физико-химических МУН (напр., ASP технологии) или новых прорывных технологий, которые будут разработаны в будущем.

Недостаточно просто определить количество ОИЗ, необходимо понять, каким образом вовлекать в разработку участки с разными типами запасов, и поэтому их необходимо классифицировать по сложности. Для этого было решено найти единый универсальный показатель, индекс сложности разработки (RCI), как функцию множества параметров,

влияющих на КИН или на накопленную добычу нефти.

Существует множество подходов к проведению оценки (RCI), примерами могут служить работы [2–4] и др. Данные методические подходы создавались для различных регионов и условий разработки, однако единой методики расчета индекса сложности не сформулировано. При определении комплексного индекса сложности разработки были взяты концепции работы [5], при этом метод определения RCI был усовершенствован.

СОЗДАНИЕ ГЕНЕРАТИВНОЙ МОДЕЛИ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЛИЯЮЩИХ ПАРАМЕТРОВ

Генеративная модель представляет собой инструмент случайной генерации реалистичных входных параметров для гидродинамического симулятора. На основе лабораторных и исторических данных по реальным месторождениям была построена модель генерации всех интересующих параметров из простых семейств распределений:

- нормальное;
- логнормальное;
- равномерное.

Использовался метод максимизации правдоподобия. В первой итерации в качестве параметров, влияющих на значение КИН (или накопленной добычи нефти), были взяты:

- проницаемость пласта (k , мД);
- вязкость нефти (μ_0 , мПа·с);
- начальная нефтенасыщенность (S_{oin} , д.ед.);
- остаточная нефтенасыщенность (S_{omin} , д.ед.), для упрощения расчетов была принята $const = 0,2$;
- эффективная нефтенасыщенная толщина (h , м);
- коэффициент вертикальной неоднородности разреза месторождения, характеризующийся показателем слоистой неоднородности, – показатель неоднородности Дикстра–Парсонса (VDP) [6];
- степень Corey по нефти (N_o , д.ед.);
- степень Corey по воде (N_w , д.ед.);
- максимальная относительная проницаемость воды (k_{rw} , д.ед.);
- максимальная относительная проницаемость нефти (k_{ro} , д.ед.);
- коэффициент латеральной неоднородности, описывающий сложность распространения свойств коллектора по площади и численно выраженный в виде доли охвата пласта сеткой скважин (E_a , д.ед.).

В результате было сгенерировано 4000 пар «входные параметры – решение геолого-гидрогеологической модели (ГДМ)». Использовалась модель со слоистой неоднородностью, в которой:

- для каждого слоя задавались свои геолого-физические параметры;

- аквифер отсутствует;
- отношение закачки к добыче 1:1 (1 добывающая наклонно направленная скважина (ННС) – 25 га/скв. или горизонтальная скважина (ГС) 500–1000 м – 34–56 га/скв, 4 нагнетательные скважины с долей эффективной закачки 25%). Расчет выполнялся с использованием 3D-симулятора tNavigator с шагом 1 месяц для периода 20 лет без ограничений на работу скважин при фиксированных значениях (пластовое давление 220 атм, забойное давление на добывающей ННС 40 атм, ГС 65 атм, на нагнетательных 400 атм). В результате были определены основные влияющие на накопленную добычу нефти и КИН параметры пласта.

Для определения ключевых параметров, влияющих на КИН и, как следствие, на RCI, был использован метод машинного обучения [5]. Данный метод удобен тем, что позволяет определить важность отдельно взятого признака в модели. Учитывая тот факт, что использование большого количества признаков в построении модели усложняет процесс моделирования, было решено сгруппировать признаки и остановиться на трехпараметрической модели, где RCI есть функция от проницаемости, геологической неоднородности (эффективности заводнения) и запускной обводненности, которая содержит в себе параметры кривой относительной фазовой проницаемости, насыщенности и вязкости [5].

ПЕРЕХОД ОТ АБСОЛЮТНЫХ ЗНАЧЕНИЙ ВЛИЯЮЩИХ ПАРАМЕТРОВ К БАЛЛУ СЛОЖНОСТИ И РАСЧЕТ ИНДЕКСА СЛОЖНОСТИ РАЗРАБОТКИ (RCI)

Следующим шагом было нахождение для каждого из параметров балла сложности. В работе [5] описан метод дискретного разбиения, от которого было решено отказаться в пользу индивидуального перехода к баллу сложности для каждого из параметров. Форма и тип зависимости балла сложности параметра от его абсолютной величины приведены на рис. 2–4. Данные зависимости подбирались итеративно для условий исследуемых месторождений и могут быть уточнены при тиражировании подхода в других регионах. Для описания зависимости проницаемости от балла сложности (S_K) использовалась справочная классификация коллекторов по прони-

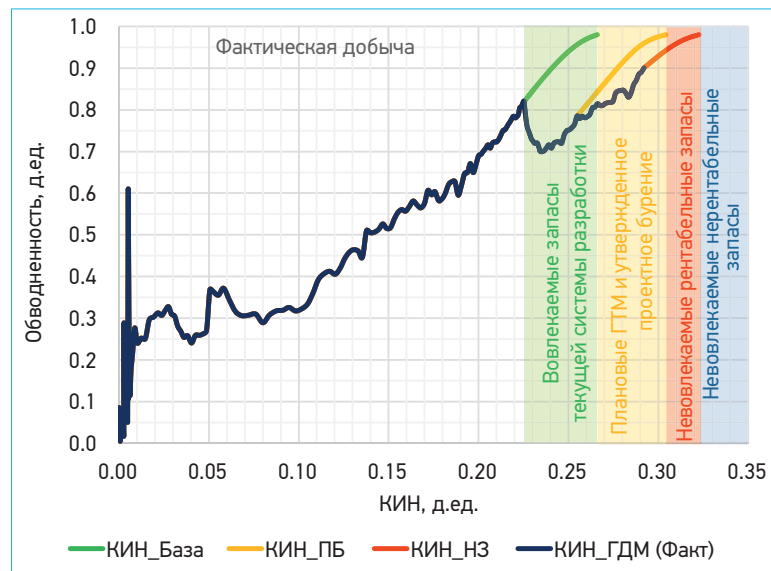


Рис. 1. Пример построения характеристики вытеснения

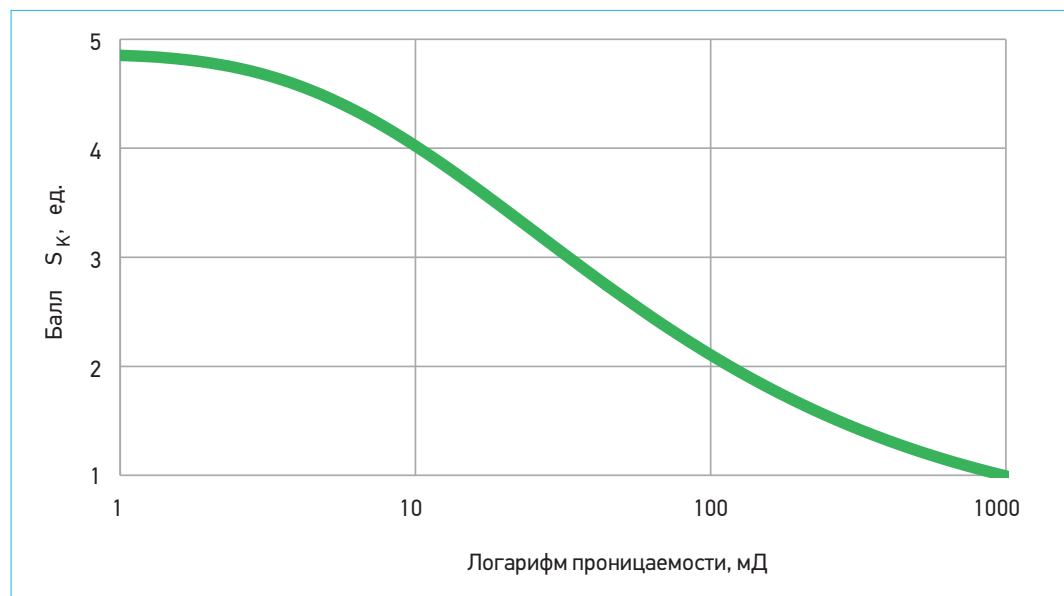


Рис. 2. Зависимость проницаемости от балла сложности

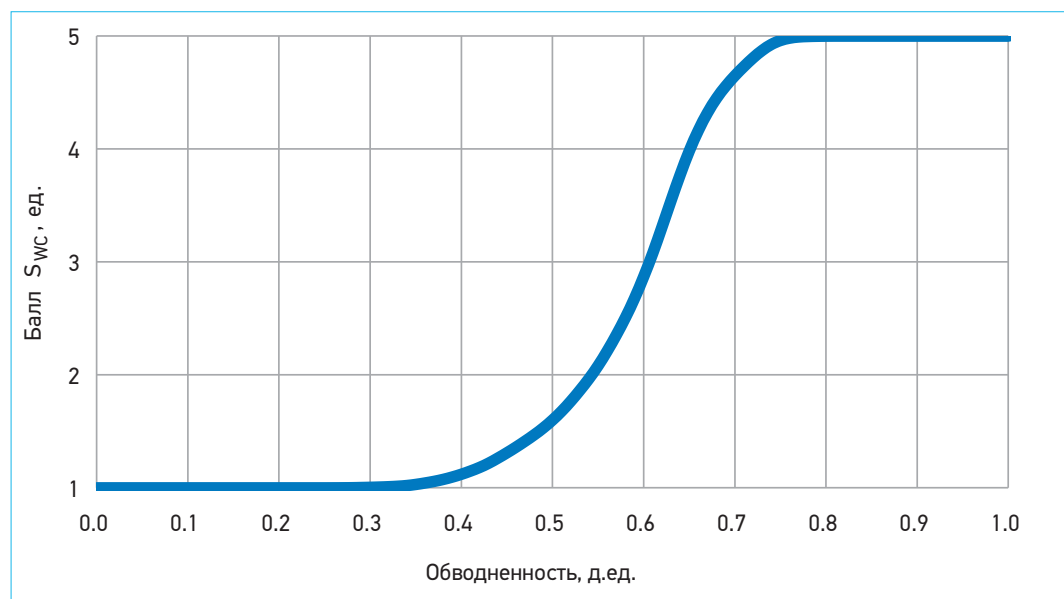


Рис. 3. Зависимость запускной обводненности от балла сложности

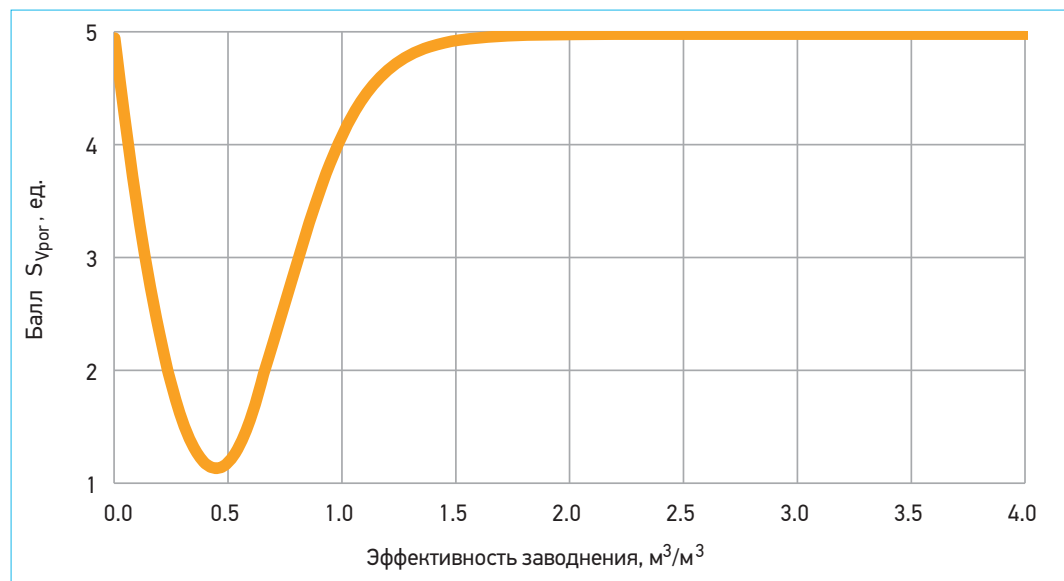


Рис. 4. Зависимость эффективности заводнения от балла сложности

цаемости (табл. 1). По данной классификации было произведено логарифмическое распределение проницаемости и построена зависимость, где каждому значению проницаемости соответствует свой балл сложности данного параметра в диапазоне от единицы до пяти. Балл сложности снижается с ростом параметра: чем выше абсолютное значение проницаемости, тем ниже сложность разработки. Оценка балла сложности по величине абсолютной проницаемости пласта S_k производится по формуле:

$$\begin{cases} S_k = 4,868 - 4,311 \cdot \exp(-5,808 \cdot K^{-0,545}), K \in (0;1000] \\ S_k = 1, K \in (1000; +\infty) \end{cases}, (3)$$

где K – величина проницаемости пласта, мД. Для оценки балла сложности обводненности (S_{wc}) были построены зависимости фракционного потока от водонасыщенности (функции Баклея–Леверетта) для каждого пласта рассматриваемых месторождений, при построении использовались настроенные фазовые проницаемости из ГДМ. На основе осредненной кривой фракционного потока было построено распределение обводненности от S_{wc} . С ростом обводненности растет балл сложности, что соответствует процессу разработки месторождений. Оценка балла сложности по запускной обводненности скважины производится по формуле:

$$S_{wc} = \frac{4,001}{1 + 3,850 \cdot 10^5 \cdot \exp(-0,215 \cdot WC)} + 1, (4)$$

где WC – запускная обводненность скважины, %. Эффективность заводнения определялась как величина накопленного перетока воды через единицу порового объема (V_{por}), рассчитанного на ГДМ (реализовано как вывод куба с помощью специального ключевого слова FLOWW [5]).

Для описания зависимости эффективности заводнения от балла сложности (S_{vpor}) была построена зависимость обводненности от V_{por} как значения с соответствующих кубов в ГДМ. Зная зависимости обводненности от балла сложности (рис. 3) и обводненности от V_{por} , можно построить правую часть кривой зависимости эффективности заводнения от балла сложности (рис. 4). Далее полученная кривая была зеркально отражена в левую сторону для корректного описания процесса разработки. Самая первая точка на графике (рис. 4) соответствует разработке расчлененного пласта на упругом режиме (высокий балл сложности), далее снижение балла сложности соответствует вводу системы ППД, а последующий рост балла сложности связан с выработкой запасов и прорывом воды от нагнетательных скважин. Оценка балла сложности по S_{vpor} производится по формуле:

Таблица 1. Классификация проницаемости по Г. А. Теодоровичу

Коллекторы	Проницаемость, мД
Очень хорошие	Более 1000
Хорошие	100–1000
Средние	10–100
Слабопроницаемые	1–10
Плохопроницаемые	Менее 1

$$S_{vpor} = \frac{4,650}{1 + 88,0 \cdot \exp(-5,9 \cdot V_{por})} + 1, (5)$$

где V_{por} – накопленный переток воды через единицу объема залежи, м³/м³. Для определения индекса сложности разработки решалась система уравнений:

$$\begin{cases} RCI = \sum a_i \cdot S_i \\ COil = f(RCI) \end{cases}, (6)$$

где RCI – индекс сложности разработки; a_i – весовой коэффициент признака; S_i – балл сложности признака (от 1 до 5); $COil$ – удельная накопленная добыча нефти, приведенная к нефтенасыщенным толщинам, фазовой проницаемости и насыщенности по нефти и коэффициенту охвата. При этом производилась минимизация функционала невязки:

$$\Delta = \sum (COil_{RCI} - COil_{model})^2, (7)$$

где $COil_{RCI}$ – $COil$, полученная по найденной зависимости (рис. 5); $COil_{model}$ – $COil$, рассчитанная на ГДМ.

Для решения этой группы уравнений наиболее удачным методом (интерпретируемым) оказалась линейная модель стохастического градиентного спуска (SGD), по которому:

$$RCI = 0,596 \cdot S_k + 0,312 \cdot S_{wc} + 0,108 \cdot S_{vpor}. (8)$$

Тогда система уравнений (6) принимает вид:

$$\begin{cases} RCI = 0,596 \cdot S_k + 0,312 \cdot S_{wc} + 0,108 \cdot S_{vpor} \\ COil = 0,046 \cdot RCI^2 - 0,82 \cdot RCI + 2,97. \end{cases} (9)$$

Система решалась путем подбора весовых коэффициентов, чтобы зависимость RCI от накопленной добычи нефти имела лучшую аппроксимацию. Для балла сложности каждого параметра были подобраны весовые коэффициенты, равные: 0,596 для проницаемости; 0,312 для обводненности; 0,108 для V_{por} . Данная зависимость хорошо характеризует связь RCI и накопленной добычи нефти: так, чем выше индекс сложности разработки, тем ниже накопленная добыча нефти. С использованием полученной регрессионной зависимости можно оценивать сложность любого объекта разработки при известных значениях проницаемости, прогнозируемой запускной обводненности и эффективности заводнения.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ КРИВОЙ КАПИЛЛЯРНОГО ОСУШЕНИЯ ПРИ ПАВ-ПОЛИМЕРНОМ ЗАВОДНЕНИИ

© Коллектив авторов,
2021

А.Г. Скрипкин¹, к.т.н., И.Н. Кольцов², С.В. Мильчаков²

¹АО «ТомскНИПИнефть»

²Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Электронный адрес: SkripkinAG@tomsknipi.ru

В работе представлены результаты лабораторных исследований ПАВ-полимерного заводнения (ASP-заводнения) на образцах керн разной проницаемости. Полученные данные использованы при гидродинамическом моделировании. Экспериментальные исследования включали:

- изучение динамики вытеснения нефти, построение зависимости остаточной нефтенасыщенности от концентрации ПАВ, межфазного натяжения на границе раздела раствор ПАВ-нефть (исследования проведены на образцах керн с различной проницаемостью);
- сравнительные экспериментальные исследования остаточной нефтенасыщенности при вытеснении нефти составами ПАВ различных производителей;
- сравнительные исследования фазовой проницаемости при совместной стационарной фильтрации нефти и воды, нефти и ПАВ-полимерного раствора при различных соотношениях в потоке.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи, ПАВ-полимерное заводнение, фазовая проницаемость, капиллярная кривая осушения

EXPERIMENTAL STUDIES OF THE CAPILLARY DESATURATION CURVE IN POLYMER-SURFACTANT FLOODING

A.G. Skripkin¹, I.N. Koltsov², S.V. Milchakov²

¹JSC "TomskNIPIneft"

²Gazpromneft NTC LLC

The paper presents the results of laboratory studies of polymer-surfactant flooding on core samples of different permeability. The obtained data are used in hydrodynamic modeling.

Experimental studies included:

- study of the dynamics of oil displacement, plotting the dependence of the residual oil saturation on the surfactant concentration – interfacial tension at the interface of the surfactant-oil solution;
- comparative experimental studies of residual oil saturation when oil is displaced by surfactant compositions of various manufacturers;
- comparative studies of phase permeability in flood experiments for the filtration of oil and water, oil and polymer-surfactant solution at different ratios in the flow.

Keywords: Increasing oil recovery, surfactant-polymer flooding, phase permeability, capillary desaturation curve

<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-1-40-46>

ВВЕДЕНИЕ

При моделировании химических методов увеличения нефтеотдачи в гидродинамических симуляторах используется зависимость остаточной нефтенасыщенности от капиллярного числа N_c . Капиллярное число рассчитывают из выражения:

$$N_c = \frac{\mu \cdot v \cdot k_p}{\sigma},$$

где μ – динамическая вязкость вытесняющей фазы, мПа·с;

v – линейная скорость фильтрации, м/с;

k_p – пористость, д.ед.;

σ – межфазное натяжение, мН/м.

Капиллярное число – величина, характеризующая отношение гидродинамического давления, вызывающего движение флюидов в породе, к капиллярному давлению на границе раздела нефть – раствор ПАВ. График нормализованной остаточной нефтенасыщенности от капиллярного числа называют кривой капиллярного осушения.

Многие исследователи изучали в лабораторных условиях кривые капиллярного осушения применительно к ASP-заводнению [1, 2]. Проведенные эксперименты показывают, что зависимость остаточной нефтенасыщенности начинает уменьшаться с ростом капиллярного числа после достижения порогового значения $N_{c, крит}$. Это капиллярное число называют критическим.

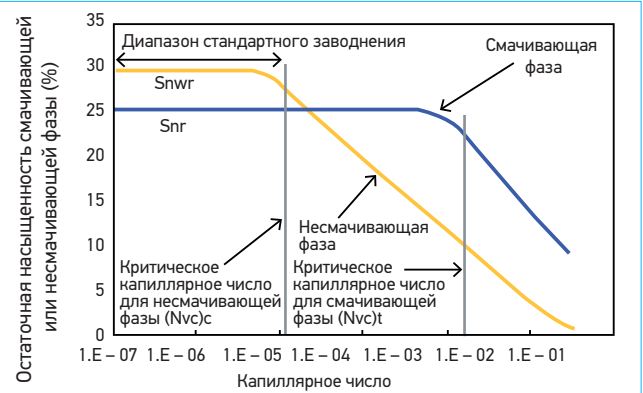


Рис. 1. Форма кривых осушения для гидрофильного и гидрофобного коллектора [1, 4]

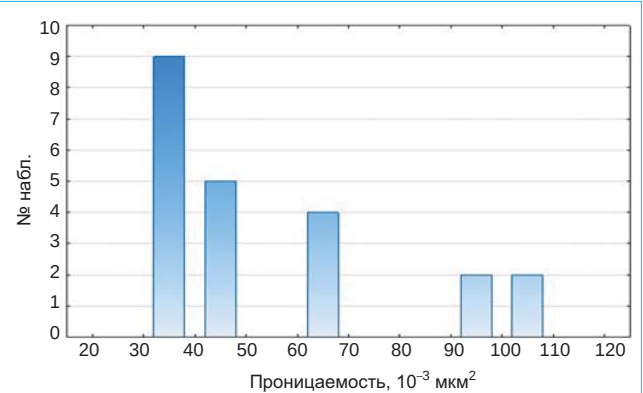


Рис. 2. Распределение проницаемости исследуемых образцов горной породы

Серии экспериментов, проведенные с гидрофильными и гидрофобными образцами, показывают, что критическое капиллярное число для этих коллекторов может отличаться на один-два порядка. Характерная форма кривых осушения для гидрофильных и гидрофобных коллекторов приведена на рис. 1.

Описывая результаты экспериментальных исследований, авторы используют в своих моделях линейный закон Дарси, закон Лапласа, кривые капиллярного давления. Однако в указанных исследованиях не рассматривается влияние проницаемости на форму кривых осушения или зависимость остаточной нефтенасыщенности при закачке вытесняющего реагента в локально неоднородную модель. Эти зависимости были исследованы в рамках данной работы.

ЗАВИСИМОСТЬ ФОРМЫ КРИВОЙ КАПИЛЛЯРНОГО ОСУШЕНИЯ ОТ ПРОНИЦАЕМОСТИ

Для оценки влияния проницаемости образцов на форму кривой осушения при вытеснении раствором ПАВ (производство Бельгия) проведены сравнительные эксперименты с терригенными образцами горных пород в термобарических условиях. Для исследования выбраны три группы образцов с различной проницаемостью (рис. 2). Коллекция образцов характеризует среднюю и максимальную проницаемость изучаемого коллектора. Из-за ограниченного количества кондиционных образцов в выборке фильтрационные исследования проводили дополнительно на образцах керн Berea со средней проницаемостью около $200 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Экспериментальные исследования проведены в два этапа:

- Вытеснение нефти раствором ПАВ и полимера в линейных моделях – колонках образцов горной породы с близкой проницаемостью (средняя проницаемость образцов в этих исследованиях $65 \cdot 10^{-3}$ и $100 \cdot 10^{-3}$ мкм²); исследование

зависимости остаточной нефтенасыщенности от концентрации ПАВ в растворе, определяющем величину межфазного натяжения.

- Вытеснение нефти раствором ПАВ и полимера в объемной модели – двух параллельно подключенных кернодержателях с образцами горной породы, моделирующих неоднородный по проницаемости пласт.

Для обоснования формы кривой капиллярного осушения в экспериментах первого этапа изменялась концентрация ПАВ в растворе от 0 до 0,5 %. При этом величина межфазного натяжения в закиваемом растворе варьировалась от 18 до $6 \cdot 10^{-4}$ мН/м. Величина межфазного натяжения (МФН) определялась методом «вращающейся капли» (spinning drop) (табл. 1). Вязкость раствора определяли с помощью ротационного вискозиметра.

Концентрация полимера во всех экспериментах оставалась постоянной – 2000 ppm.

Исследования проводились с образцами керн X-го месторождения в условиях, моделирующих пластовые. Перед экспериментом в образцах методом центрифугирования создавалась остаточная водонасыщенность, оставшаяся часть пор заполнялась керосином, колонка образцов помещалась в кернодержатель фильтрационной установки, формировалось всестороннее давление обжима и поровое давление. Сравнительные исследования проводились при пластовой температуре около 80 °С. На первом этапе эксперимента через колонку образцов прокачивалась дегазированная пластовая нефть – около 3 поровых объемов (PV),

Таблица 1. Результаты определения вязкости и межфазного натяжения на границе нефть – ПАВ-полимерный раствор при изменении концентрации ПАВ

№ п/п	Содержание ПАВ, %	Концентрация полимера, ppm	МФН, мН/м	Вязкость, сП
1	0	0	18	0,376
2	0,001	2000	0,2	4,6
3	0,01	2000	0,01	4,5
4	0,1	2000	0,002	4,4
5	0,5	2000	0,0006	4,4

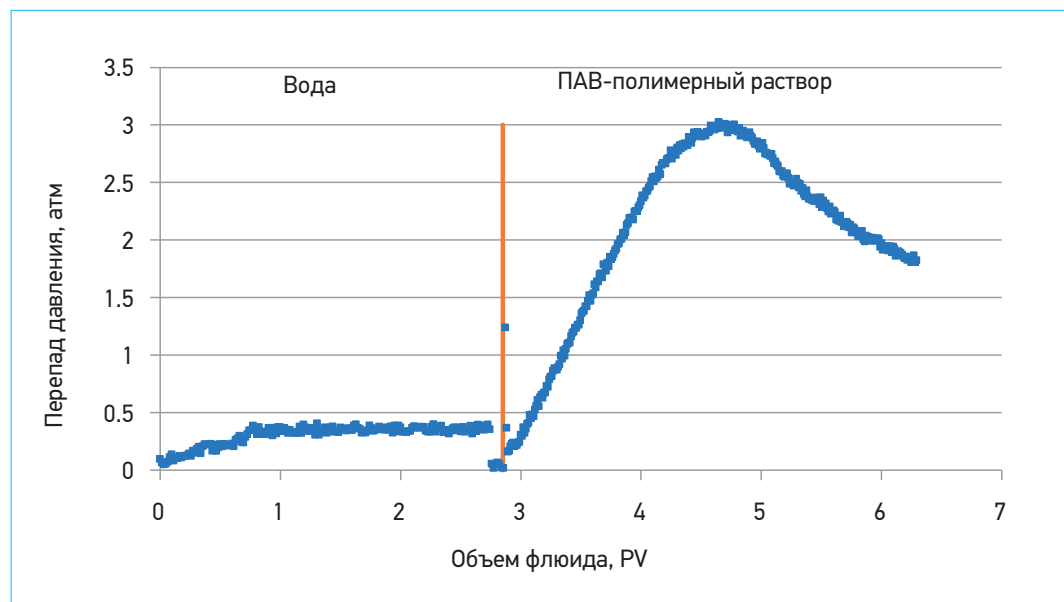


Рис. 3. Зависимость перепада давления на колонке образцов при вытеснении нефти водой и ПАВ-полимерным составом

затем нефть вытеснялась пластовой водой. Объем закачки пластовой воды около 2,5–3 PV. При закачке воды и стабилизации перепада давления проводилось определение эффективной проницаемости колонки образцов. Для контроля корректности проведенных подготовительных операций сопоставлялись значения проницаемости по воде для разных экспериментов. На последнем этапе эксперимента в колонку закачивался ПАВ-полимерный состав, размер оторочки составлял 2,5 порового объема (PV). На рис. 3 приведена характерная зависимость перепада давления на колонке образцов при последовательном вытеснении нефти водой и затем ПАВ-полимерным раствором. После фильтрационного эксперимента образцы керна помещались в реторты, методом выпаривания воды из порового пространства определялась конечная водонасыщенность и остаточная нефтенасыщенность.

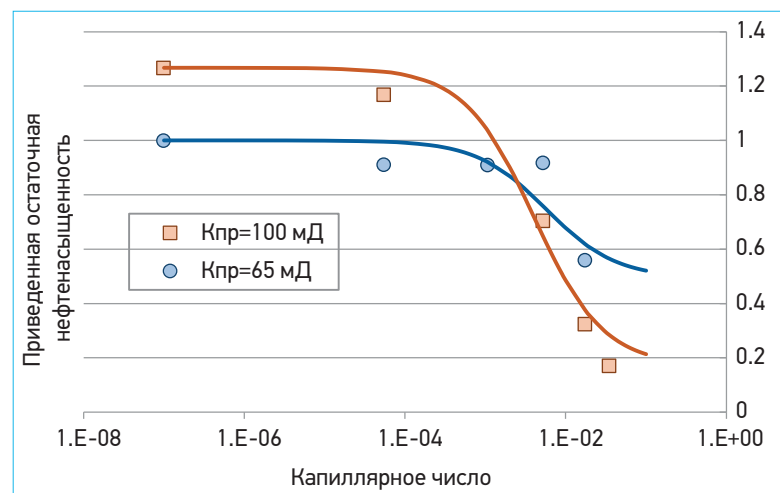


Рис. 4. Кривые капиллярного осушения для образцов со средней проницаемостью $65 \cdot 10^{-3}$ мкм² (голубые маркеры) и $100 \cdot 10^{-3}$ мкм² (оранжевые маркеры). Кпр – коэффициент проницаемости, мД

Кривые капиллярного осушения построены для двух групп образцов со средней проницаемостью около $65 \cdot 10^{-3}$ и $100 \cdot 10^{-3}$ мкм² (рис. 4). Средние значения нефтенасыщенности для всех экспериментов нормировались на значение $k_{ho}=0,308$, полученное при «стандартном» вытеснении нефти пластовой водой для образцов с проницаемостью около $65 \cdot 10^{-3}$ мкм². Экспериментальные данные аппроксимировались зависимостью [9]:

$$k_{ho} = S_{or}^{EOR} + \frac{S_{or}^W - S_{or}^{EOR}}{1 + T \cdot N_c},$$

где S_{or}^{EOR} – минимальное значение остаточной нефтенасыщенности, полученное при вытеснении нефти ПАВ-полимерным раствором, в серии экспериментов для различных капиллярных чисел, д.ед.; S_{or}^W – остаточная нефтенасыщенность, полученная при вытеснении нефти водой, д.ед.; N_c – капиллярное число, д.ед.; T – параметр, характеризующий форму кривой. На следующем этапе было проведено определение смачиваемости образцов методом Аммота в ультрацентрифуге (URC–628) и оценка их минерального состава. Исследование состава глин в образцах горной породы проведено методом РФА с использованием дифрактометра Rigaku Ultima IV. Характерный минеральный состав образцов двух разных групп проницаемости приведен в табл. 2. Содержание породообразующих и глинистых минералов различается несущественно – образцы схожи по минеральному составу. По результатам исследования смачиваемости сделан вывод о том, что образцы гидрофильны, значения коэффициента смачивания близки (в пределах погрешности измерения). Таким образом, можно сделать заключение, что различие формы кривых капил-

Таблица 2. Характерный минеральный состав образцов X-ого месторождения с разными проницаемостями.

№ Образец	Проницаемость по газу, 10^{-3} мкм ²	Минеральный состав, %					
		кварц	полевые шпаты		глинистая группа минералов		
			плагиоклаз	кпш	мусковит / иллит	хлорит	каолинит
1	102,11	48,9	32,0	7,9	2,6	3,9	4,7
2	65,29	49,3	30,9	6,8	2,3	4,5	6,2

лярного осушения объясняется только разными проницаемостями образцов горной породы и, соответственно, разным распределением пор по размерам. С использованием экспериментальных результатов исследований построены аппроксимирующие кривые капиллярного осушения для трех групп образцов с разной проницаемостью $40 \cdot 10^{-3}$, $65 \cdot 10^{-3}$, $100 \cdot 10^{-3}$ мкм² (рис. 5). Полученные кривые позволяют построить универсальную для X-го месторождения зависимость остаточной нефтенасыщенности от капиллярного числа для любых проницаемостей. Для этого проведена аппроксимация параметров, входящих в кривую капиллярного осушения от проницаемости – T , S_{or}^W , S_{or}^{EOR} . Зависимость остаточной нефтенасыщенности при вытеснении нефти водой от проницаемости аппроксимирована логарифмической функцией. Параметр T , полученный при построении капиллярной кривой осушения для трех проницаемостей, аппроксимирован линейной зависимостью. Анализ зависимостей остаточной нефтенасыщенности при вытеснении нефти ПАВ-полимерным раствором от проницаемости образцов керна X-ого месторождения показал отсутствие строгой закономерности между параметрами (рис. 6, синие маркеры (ПАВ № 1)). Для увеличения достоверности аппроксимирующей функции рассматривались также значения остаточной нефтенасыщенности (S_{or}^{EOR}), полученные на образцах керна Berea с проницаемостью око-

ло $200 \cdot 10^{-3}$ мкм². Экспериментальные значения S_{or}^{EOR} для образцов с разной проницаемостью аппроксимированы степенной зависимостью. В результате для X-го месторождения построена универсальная феноменологическая зависимость остаточной нефтенасыщенности от капиллярного числа в диапазоне характерных проницаемостей:

$$k_{ho}(k_{пр}) = S_{or}^{EOR}(k_{пр}) + \frac{S_{or}^W(k_{пр}) - S_{or}^{EOR}(k_{пр})}{1 + T(k_{пр}) \cdot N_c}$$

$$\begin{cases} T(k_{пр}) = 2,087 \cdot k_{пр} + 40,7 \\ S_{or}^W(k_{пр}) = 0,0883 \cdot \ln(k_{пр}) - 0,0235 \\ S_{or}^{EOR}(k_{пр}) = 1,174 \cdot k_{пр}^{-0,59} \\ k_{пр} \in (40; 100) \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2 \end{cases}$$

На рис. 7 представлены результаты экстраполяции зависимости в область проницаемостей керна $200 \cdot 10^{-3}$ мкм². Для этих значений построена капиллярная кривая осушения, которая удовлетворительно описывает экспериментальные значения остаточной нефтенасыщенности, полученные при вытеснении нефти из образцов Berea (синие маркеры на рис. 7). В серии экспериментов с образцами X-ого месторождения также проведены исследования ПАВ двух других производителей – ПАВ № 2 (США), ПАВ № 3 (Нидерланды). Для ПАВ № 2 получены значения остаточной нефтенасыщенности для разных проницаемостей образцов керна, что

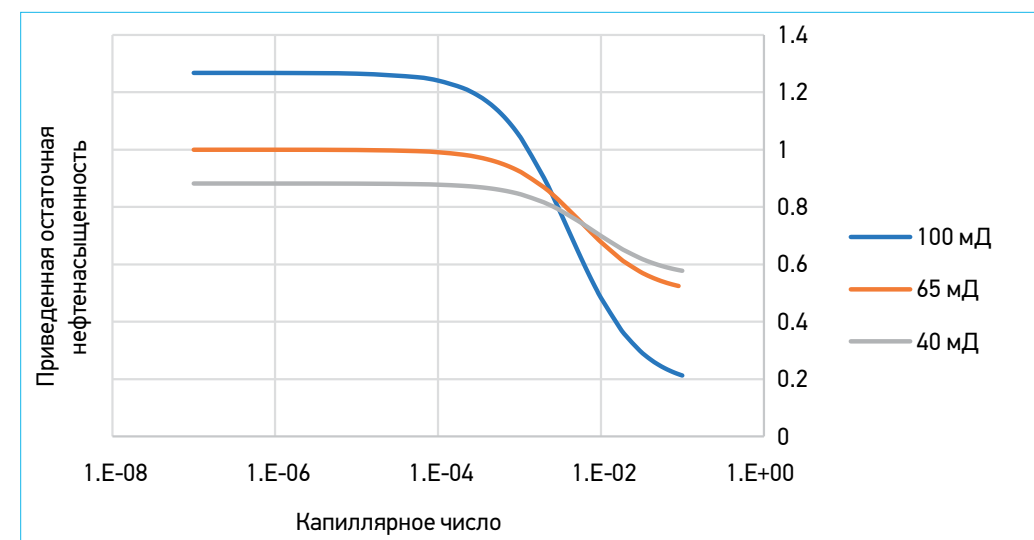


Рис. 5. Капиллярная кривая осушения для групп образцов разной проницаемости. Кривые построены при аппроксимации экспериментальных данных

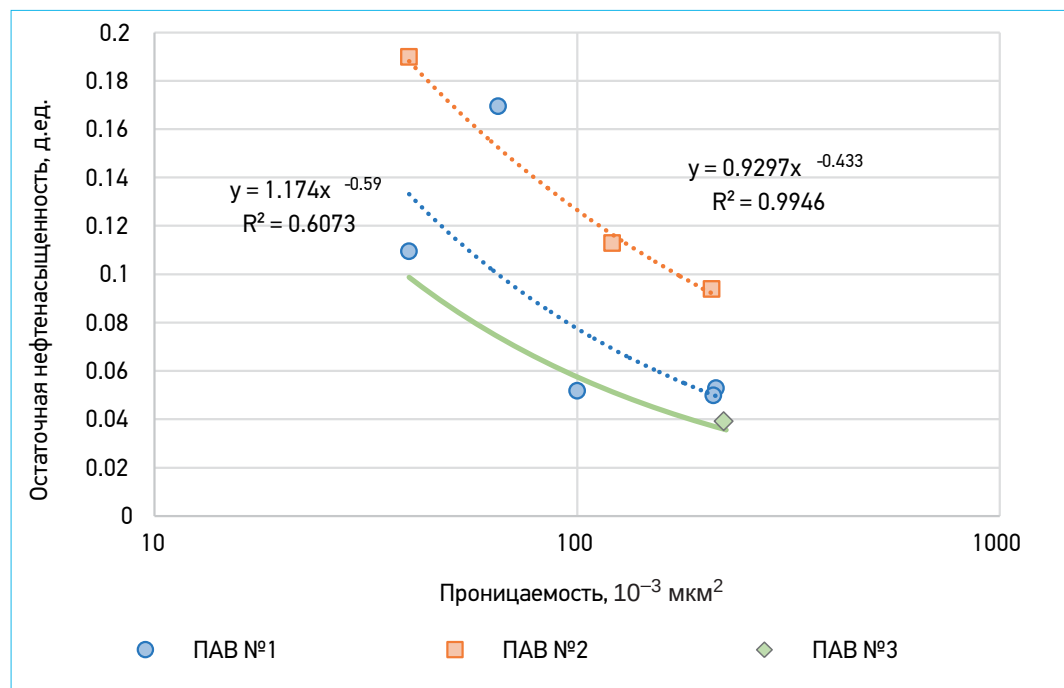


Рис. 6. Зависимость остаточной нефтенасыщенности после вытеснения нефти раствором ПАВ от проницаемости образцов кернa X-го месторождения

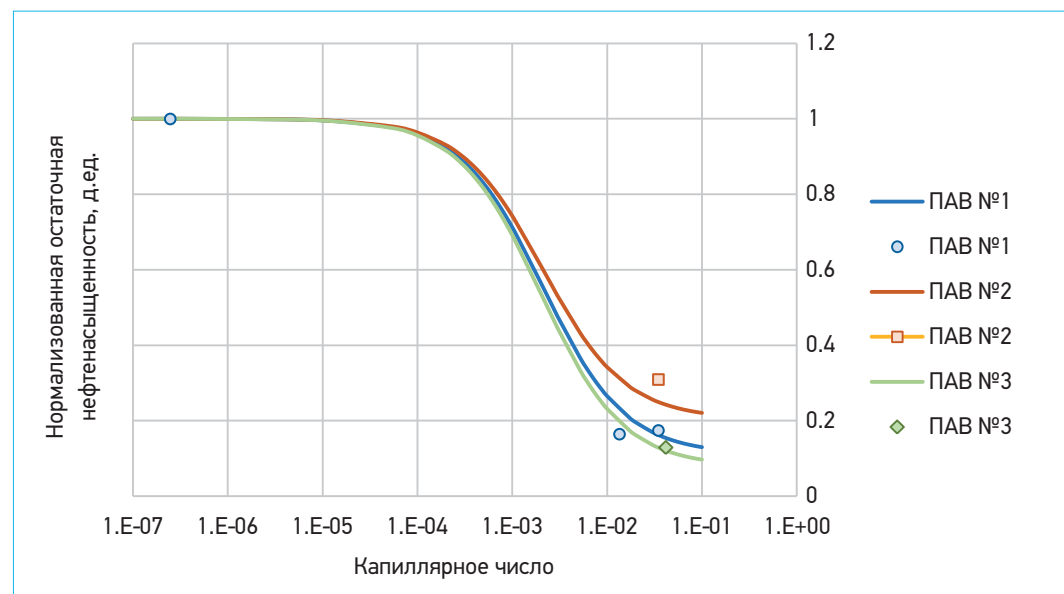


Рис. 7. Кривая капиллярного осушения для проницаемости кернa $K_{пр}=200 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Зависимости построены для трех ПАВ различных производителей. Маркерами показаны экспериментальные значения остаточной нефтенасыщенности, полученные на образцах кернa Berea

позволяет построить аппроксимирующую зависимость (рис. 6, красные маркеры) и, соответственно, кривую капиллярного осушения для проницаемости $200 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ (рис. 7, красная кривая). В сравнительных исследованиях эффективности воздействия ПАВ на нефтеотдачу зачастую возникает необходимость оценки формы кривой капиллярного осушения в условиях жесткого ограничения количества образцов кернa либо времени и/или бюджета на лабораторные исследования. Одним из способов оценки остаточной нефтенасыщенности при разных капиллярных числах (соответственно при раз-

ных концентрациях ПАВ или вязкости полимера) является использование базовой кривой капиллярного осушения. Так, например, в нашей работе исследование динамики коэффициента вытеснения и остаточной нефтенасыщенности при закачке состава с ПАВ № 3 проводилось только на образцах кернa Berea (зеленый маркер на рис. 6). Для оценки зависимости $K_{ню}$ от проницаемости для ПАВ № 3 в первом приближении можно использовать зависимость для ПАВ № 1, приведенную к значениям $K_{ню}$ из эксперимента с ПАВ № 3 на образцах Berea. На рис. 6 построенная функция показана сплошной зеленой линией. Такая «син-

тетическая» зависимость используется для экспресс-оценки кривой капиллярного осушения – кривая ПАВ № 3 на рис. 7.

ИССЛЕДОВАНИЕ ФАЗОВОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ КАПИЛЛЯРНЫХ ЧИСЛАХ

Результаты лабораторных исследований по определению кривой капиллярного осушения являются неотъемлемой частью гидродинамического моделирования в симуляторах tNavigator (RFD), ECLIPSE (Schlumberger) [3]. При планировании закачки ПАВ-полимерными композициями на месторождении зачастую предполагают, что области с большими капиллярными числами существуют вблизи призабойной зоны [7]. При продвижении вглубь пласта концентрация ПАВ уменьшается за счет адсорбции, разбавления пластовой водой. Очевидно, что для построения достоверной гидродинамической модели необходимо учитывать изменение концентрации ПАВ в закачиваемом растворе. Для этого кривые капиллярного осушения надо преобразовать в кривую зависимости коэффициента смешиваемости ω от логарифма капиллярного числа согласно уравнениям аппроксимации лабораторных данных и уравнениям, указанным ниже (из гидродинамических симуляторов). С помощью такой кривой описывается переход от несмешивающегося вытеснения (концентрация ПАВ=0) к смешивающемуся (концентрация ПАВ>0). Кривая связывает относительные фазовые проницаемости при заводнении «нефть – вода» – при низких значениях капиллярных чисел и «нефть – раствор ПАВ» – при высоких капиллярных числах согласно зависимостям:

$$\begin{aligned} S_{orj} &= (1 - \omega) \cdot S_{or}^{o-w} + \omega \cdot S_{or}^{EOR} \\ S_{wirrj} &= (1 - \omega) \cdot S_{wirr}^{o-w} + \omega \cdot S_{wirr}^{EOR} \\ k_{rj} &= (1 - \omega) \cdot k_r^{o-w} + \omega \cdot k_r^{EOR} \end{aligned}$$

где S_{orj} – текущая остаточная нефтенасыщенность, д.ед.;
 ω – коэффициент смешиваемости, д.ед.;
 S_{wirrj} – остаточная водонасыщенность, д.ед.;
 k_{rj} – относительная фазовая проницаемость д.ед.;
 $o-w$ – система «нефть – вода», д.ед.;
 EOR – система «нефть – раствор ПАВ».

Для повышения достоверности расчетов на гидродинамических моделях [5, 6, 8, 10–13] проведены два эксперимента по определению относительных фазовых проницаемостей при совместной стационарной фильтрации нефти и воды (межфазное натяжение 18 мН/м), нефти и ПАВ-полимерного раствора (межфазное натяжение 0,0006 мН/м). Выбраны образцы кернa

Таблица 3. Результаты определения фильтративно-емкостных свойств образцов Berea

№ обр.	Длина, см	Диаметр, см	Объем пор, см³	Пористость по гелию, %	Проницаемость, 10^{-3} мкм^2
1741/1	4,33	3,00	5,97	19,6	230,38
1741/2	4,35	3,00	6,00	19,6	238,44

Berea с близкими фильтративно-емкостными характеристиками. Параметры исследуемых образцов приведены в табл. 3. Фильтрационные эксперименты проводили в установке RPXS–841 (Coretest Systems) в условиях, моделирующих пластовые: температура 80 °С, горное давление 20 МПа. Измерение текущей нефтенасыщенности в термобарических условиях проведено с использованием рентгеновского контроля насыщенности. Для контрастирования рентгеновского сигнала в нефть добавлен йодооктан 10 % об. Соотношения флюидов в потоке 100:0, 80:20, 60:40, 40:60, 20:80, 0:100. Суммарный расход флюидов в экспериментах оставался постоянным. При сканировании рентгеновским излучением получено распределение нефтенасыщенности вдоль оси образца для разных режимов фильтрации нефти и ПАВ-полимерного раствора. Ниже приведены функции фазовых проницаемостей при совместной фильтрации нефти и воды, нефти и ПАВ-полимерного раствора (рис. 8). Для второй фазовой проницаемости характерно расширение области подвижной насыщенности – уменьшение остаточной водо- и нефтенасыщенности. Полученные функции фазовых проницаемостей при экстремальных значениях капиллярных чисел использовались как опорные экспериментальные данные для моделирования относительной фазовой проницаемости при разных значениях коэффициента смешиваемости ω .

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведены сравнительные лабораторные исследования вытеснения нефти ПАВ-полимерными композициями различных производителей. С использованием полученных экспериментальных данных построена кривая капиллярного осушения – зависимость остаточной нефтенасыщенности от капиллярного числа. Для образцов кернa X-го месторождения показано, что форма кривой осушения зави-

ПОЛУЧЕННЫЕ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ДАННЫЕ И ПОСТРОЕННЫЕ НА ИХ ОСНОВЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ МОГУТ БЫТЬ ПОЛЕЗНЫ ПРИ ПРОГНОЗЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ В СЛУЧАЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ, А ТАКЖЕ ПРИ ОЦЕНКЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПАВ-ПОЛИМЕРНЫХ СОСТАВОВ.

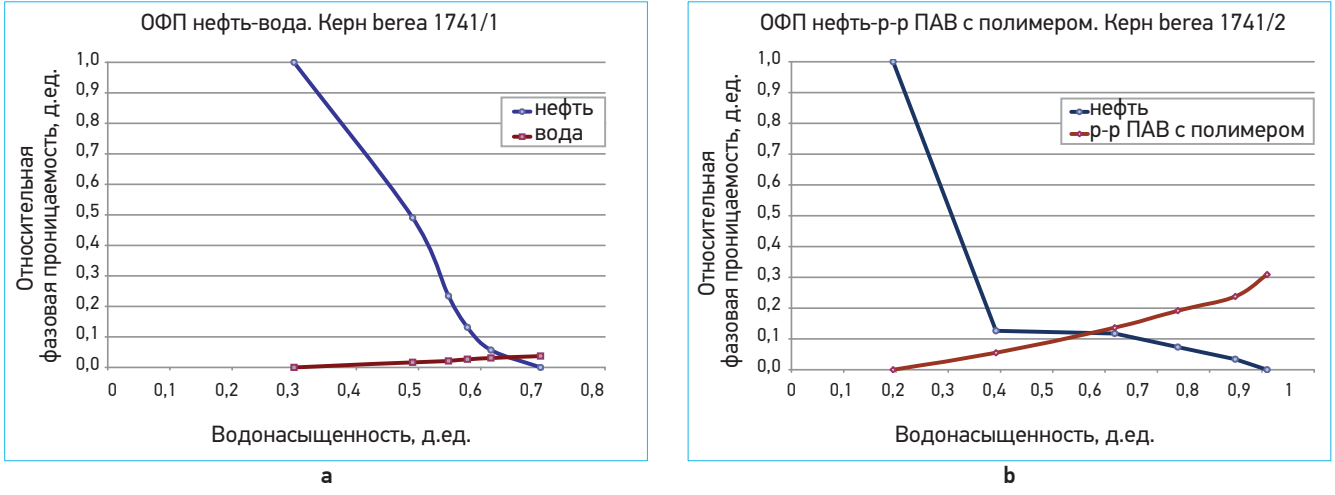


Рис. 8. Зависимость относительной фазовой проницаемости при совместной фильтрации нефти и воды (а), нефти и ПАВ-полимерного раствора на керне Berea (b).

сит от проницаемости керна. С использованием феноменологических зависимостей получена зависимость формы кривой капиллярного осушения от проницаемости. Результаты экспериментов, проведенных с образцами керна Berea, удовлетворительно согласуются с построенными зависимостями. По мере накопления экспериментальных данных можно более точно оценить характер феноменологических зависимостей, используемых для аппроксимации экспериментальных точек. В сравнительных исследованиях с разными ПАВ показана возможность построения зависимости остаточной нефтенасыщенности от капилляр-

ного числа в условиях ограниченной выборки образцов керна с использованием опорной (построенной в экспериментальных исследованиях с другим ПАВ) кривой капиллярного осушения. Полученные экспериментальные данные и построенные на их основе гидродинамические модели позволяют более точно прогнозировать дополнительную добычу при применении химических методов увеличения нефтеотдачи, в том числе и экономическую эффективность применения различных ПАВ-полимерных составов.

Список литературы / References

1. Hu Guo, Ma Dou, Wang Hanqing, Fuyong Wang. et al. Proper Use of Capillary Number in Chemical Flooding. *Journal of Chemistry*, vol. 2017, article ID 4307368.
2. Merose J. Role of Capillary forces in determining microscopic displacement efficiency for oil recovery by waterflooding. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1974, vol. 13, no 4.
3. Техническое руководство «ECLIPSE Technical Description». ECLIPSE 2015.1. Schlumberger.
4. Chatzis I., Kuntamukkula M.S., and Morrow N.R. Effect of capillary number on the microstructure of residual oil in strongly water-wet sandstones," *SPE Reservoir Engineering*, 1988, vol. 3, no. 3, pp. 902–912.
5. Humphry K.J., Suijkerbuijk B.M.J.M., Linde H.A.V.D., Pieterse S.G.J., Masalmeh S.K. Impact of wettability on residual oil saturation and capillary desaturation curves. *Petrophysics*, 2013, vol. 55, no. 4, pp. 1–11.
6. Bardon C. and Longeron D.G. Influence of very low interfacial tensions on relative permeability. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1980, vol. 20, no. 5, 11 p.
7. Delshad M., Delshad M., Bhuyan D., Pope G.A., Lake L. W., Effect of capillary number on the residual saturation of a three-phase micellar solution. *Proceedings of the SPE/DOE 5th Symposium on Enhanced Oil Recovery*, April 1986, pp. 399–410, Tulsa, Okla, USA.
8. Johannesen E.B., Graue A., "Mobilization of remaining oil emphasis on capillary number and wettability," in *Proceedings of the SPE International Oil Conference and Exhibition in Mexico*, June 2007, SPE-108724-MS, Veracruz, Mexico.
9. Wang Y., Zhao F., Bai B. et al. Optimized surfactant IFT and polymer viscosity for surfactant-polymer flooding in heterogeneous formations. *Proceedings of the 17th SPE Improved Oil Recovery Symposium (IOR '10)*, April 2010, pp. 12–22, Tulsa, Okla, USA.
10. Garnes J. and Mathisen A. "Capillary number relations for some North, Sea reservoir sandstones," in *Proceedings of the SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium*, SPE-20264-MS, April 1990, <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-20264-MS>.
11. Fulcher R.A. Jr., Ertekin T., and Stahl C. D. Effect of capillary number and its constituents on two-phase relative permeability curves. *Journal of Petroleum Technology*, 1985, vol. 37, no. 2, pp. 249–260.
12. Hilfer R., Armstrong R.T., Berg S., Georgiadis A., Ott H. "Capillary saturation and desaturation. *Physical Review E*, vol. 92, no. 6, Article ID 063023, 2015.
13. Chukwudeme E., Fjelde I., Abeyinghe K.P., and Lohne A. "Effect of interfacial tension on water/oil relative permeability and remaining saturation with consideration of capillary pressure. *Proceedings of the SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition*, 2011, SPE-143028-MS, Vienna, Austria, May, <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-143028-MS>

ПОТЕНЦИАЛ ТЕХНОЛОГИИ КИСЛОТОСТРУЙНОГО ТУННЕЛИРОВАНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ОРЕНБУРГА»

К.Ю. Кызыма¹, В.Ю. Хорюшин¹, А.Ф. Семененко², С.М. Симаков², А.М. Поглазов², В.С. Девяткин², Е.В. Зубова², А.Р. Хуснутдинов², П.Н. Герасименко², А.А. Кундик¹, И.В. Дубинин¹

¹ООО «Газпромнефть-Оренбург»
²Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Электронный адрес: Khoryushin.VYu@gazprom-neft.ru

Рассмотрены результаты проведения кислотоструйного туннелирования на карбонатных коллекторах Оренбургской области с целью увеличения зоны дренирования и коэффициента охвата по вертикали. Рассмотрены преимущества технологии, а также предложены пути дальнейшего повышения эффективности работ. Технология позволила получить на пилотных скважинах стабильные приросты дебита нефти.

Ключевые слова: радиальное вскрытие пласта, кислотоструйное туннелирование, радиальное бурение, Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение, увеличение зоны дренирования, кислотоструйное туннелирование, дендрическое разветвление

POTENTIAL OF ACID TUNNELING TECHNOLOGY ON THE FIELDS "GAZPROMNEFT ORENBURG"

K.Yu. Kyzyma¹, V.Yu. Khoryushin¹, A.F. Semenenko², S.M. Simakov², A.M. Poglazov², V.S. Devyatkin², E.V. Zubova², A.R. Khusnutdinov², P.N. Gerasimenko², A.A. Kundik¹, I.V. Dubinin¹

¹Gazpromneft-Orenburg LLC
²Gazpromneft NTC LLC

The results of acid tunneling on carbonate reservoirs of the Orenburg region for the increase of drainage area are considered. Weaknesses of the technology are considered, ways to improve efficiency are proposed. The technology made it possible to obtain stable increments of oil production at pilot wells.

Keywords: radial drilling, acid tunneling, Orenburg oil and gas condensate field, increase of drainage area, coil tubing, dendric ramification

<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-1-47-53>

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день основным активом «Газпромнефть-Оренбурга» является Восточный участок Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ВУ ОНГКМ). Нефтегазоносность ВУ ОНГКМ связана в основном с продуктивными пластами P_4 кунгурского, P_5 артинского и P_6 сакмарского возраста, которые, в свою очередь, представлены преимущественно известняками. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина пласта P_{4+5+6} составляет 24,9 м, коэффициент пористости – 0,11 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,79 д.ед., проницаемость – 0,47 мД, расчлененность – 28,9 ед., утвержденный коэффициент извлечения нефти (КИН) – 0,298 д.ед [1]. Действующий фонд скважин ВУ ОНГКМ в большей степени представлен нефтяными скважинами с горизонтальными необсаженными стволами.

Проблематикой месторождения является высокая расчлененность и отсутствие связанности между пропластками в разрезе, что снижает коэффициент охвата при разработке горизонтальными скважинами. Основная задача исследования – обеспечение сообщаемости в системе скважина–пласт во всех нефтенасыщенных слоях разреза, а также увеличение зоны дренирования по латерали. Решение данных вопросов, безусловно, является актуальной задачей для нефтегазодобывающего общества. Командой проектного офиса «Дельта» предложена и реализована технология кислотоструйного туннелирования (НСТ) на гибкой насосно-компрессорной трубе (ГНКТ). Технология в целом не является новой [2–4], однако в условиях ВУ ОНГКМ на скважинах с горизонтальным необсаженным стволом и при увеличении длины каналов до 100 м и более с применением автономной инклинометрии реализуется впер-

Таблица 1. Преимущества и недостатки КСТ

Преимущества	Недостатки
¹ Невысокая стоимость относительно реззки бокового ствола (ЗБС)	⁴ Отсутствие геонавигации и низкое прогнозирование направления тоннелей
² Отсутствие необходимости глушения скважины и извлечения глубинного оборудования	⁵ Неопределенность направления канала при туннелировании
³ Повышенная вероятность вскрытия максимального количества нефтенасыщенных пропластков	
¹ Проведение КСТ кратно дешевле относительно стоимости затрат на проведение одной скважино-операции ЗБС. Также технология имеет потенциал дополнительной оптимизации стоимости услуг при выходе на тиражирование и увеличении количества скважин-кандидатов	
² Скважины ВУ ОНГКМ эксплуатируются преимущественно газлифтным методом. Габариты КНК позволяют производить операции через насосно-компрессорные трубы (НКТ) Ø 73 мм без их извлечения и соответственно без глушения скважин, что является неотъемлемым преимуществом технологии и в целом предотвращает ухудшение фильтрационно-емкостных свойств пласта и исключает дополнительные затраты на привлечение бригад подземного ремонта скважин	
³ Как известно, ЗБС проводится посредством бурения одного ствола, КСТ же позволяет туннелировать за одну СПО два и более стволов, а на 100-метровый интервал материнского ствола – до четырех разнонаправленных стволов, тем самым увеличивая вероятность вскрытия наибольшего количества нефтенасыщенных интервалов	
⁴ КСТ не позволяет точно спланировать размещение ствола скважины, а реззка канала производится «вслепую»	
⁵ Результат туннелирования фиксируется только глубинным автономным инклинометром, показания которого считываются после извлечения оборудования из скважины. Подобный недостаток помимо увеличения количества СПО несет за собой риски по туннелированию ствола в зону газонефтяного и водонефтяного контактов (ГНК и ВНК), что обязывает ограничивать длину ствола скважины	

вые. Опыт, представленный в данной статье, будет полезен не только геолого-технологическим службам нефтегазобывающих и сервисных предприятий, но и сотрудникам проектных институтов и высших учебных учреждений. Технология КСТ представляет собой воздействие на породу коллектора энергии создаваемого потока струи, выходящей из гидромониторной насадки. Создаваемое давление в колонне ГНКТ способствует формированию изгиба колена компоновки низа колонны (КНК), что приводит к намыву каверны в стволе скважины и, как следствие, образованию туннеля. Далее формируемый поток кислотной струи образует перед КНК полость, которая в дальнейшем способствует развитию туннеля. Модуль упругой деформации горных пород учитывается при выборе рабочего давления, к примеру, у аргиллитов и карбонатов он достигает порядка 70 МПа. Применение ГНКТ в данной технологии обусловлено скоростью спускоподъемных операций (СПО), а также восприимчивостью трубы к нагрузкам при наборе угла в 90° на участок 10 м и менее. Типоразмер ГНКТ подбирается из расчета технической возможности передавать усилие на КНК, для данных работ применялась гибкая труба (ГТ) Ø 38,1 и 44,4 мм. Технология имеет явные преимущества и ряд зон роста или неопределенностей (табл. 1). Спускаемая в скважину компоновка предложена компанией ООО «ФракДжет–Волга». При проведении работ КНК на ГНКТ спускается через эксплуатационную НКТ (рис. 1), а в качестве закачиваемого агента на ВУ ОНГКМ применяется соляная кислота (НС) с концентрацией 5–12%.

РЕАЛИЗАЦИЯ КТ

Для реализации технологии были подобраны три горизонтальные скважины с необсаженным стволом: 1404G, 1356G и 1103-2G ВУ ОНГКМ. Кан-

дидаты вскрывают продуктивный пласт значительной мощности и высокой расчлененности, параметры работы скважины до ГТМ отражены в табл. 3. Дизайн КСТ на скважине 1404G подразумевал углубление искусственного забоя, тем самым подтверждались возможности технологии и прогнозировалось направление последующих каналов. На скважине 1404G удалось построить 9 каналов общей протяженностью 590,5 м, при этом общий расход соляной кислоты составил 949,6 м³, кроме того, реззки каналов производились на технической воде (табл. 2). Как видно из рис. 2, все каналы вскрыли выше-лежащие пропластки, однако помимо кровельной зоны пласта немалый геологический интерес представляет подошвенная часть пласта. По результатам работы на скважине 1404G были определены проблемы, решение которых требовалось для оптимизации технологии:

- длительность проведения операции КСТ;
- большой объем закачки кислотного состава, который осложняет и увеличивает срок освоения скважины (отбора НС и продуктов реакции);
- реззка стволов осуществляется только вверх, не вовлекая при этом нижележащие пропластки.

Опыт реализации технологии КСТ на скважине 1404G был учтен при проведении КСТ на скважине 1356G. Также на скважине 1356G было проведено КСТ на депрессии для подтверждения гипотезы об увеличении эффекта расклинивания за счет снижения противодействия на пласт и возможности отбора продуктов реакции (нейтрализованный кислотный состав и частицы разрушенной горной породы). Реализовывалось КСТ на депрессии посредством запуска системы газлифт: подача в затрубное пространство активного газа, открытие коллекторной задвижки, отбор жидкости из ствола скважины (рис. 1). Однако во время намыва туннеля отбор скважинной жидкости временно приостанавливает-

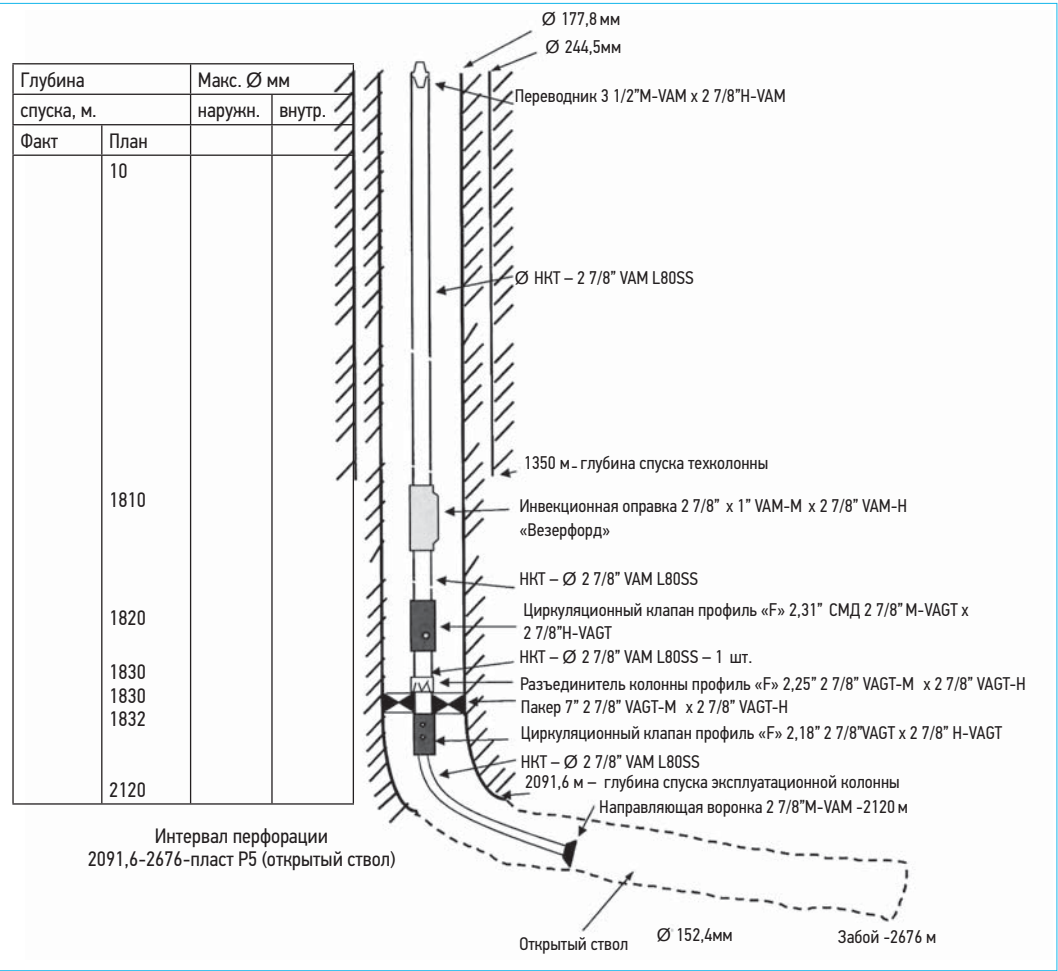


Рис. 1. Типовая схема глубинного оборудования газлифтной скважины

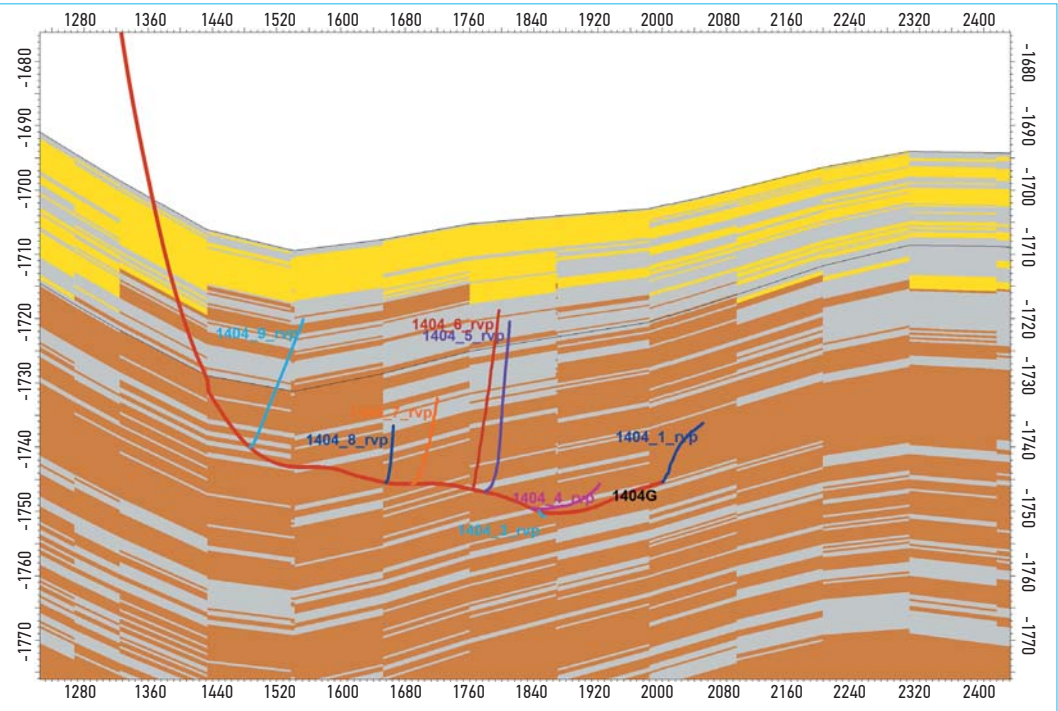


Рис. 2. Результаты КСТ на скважине 1404G ВУ ОНГКМ на геологическом разрезе куба насыщения

ся, потому как во время поступления активного газа в НКТ происходит искажение индикации веса ГНКТ, что не позволяет подтвердить факт отхода туннеля от материнского ствола посредством разгрузки НКН на забой сформировавшегося канала. При проведении КСТ на депрессии осуществлялся анализ проб отбираемой жидкости, оценивались водородный показатель (рН), плотность, обводненность, наличие механических примесей. Ключевым показателем являлся рН, при значении рН<3 работа системы «газлифт» останавливалась с целью недопущения коррозии нефтесборного коллектора. Возобновление отбора жидкости осуществлялось только после появления жидкости со значением рН≥3. В целом по скважине 1356G построено семь каналов общей протяженностью 379,3 м, при этом общий расход соляной кислоты составил 1012,2 м³ (табл. 2).

Первый туннель строился с целью углубления искусственного забоя. В результате работ каналы сформировались в направлении кровли (2 канала) и подошвы (5 каналов) пласта (рис. 3), что позволяет убедиться в достоверности одной из двух или обеих одновременно гипотез:

- ГНКТ Ø 38,1 мм, являясь менее жесткой системой, позволяет производить туннелирование как в направлении кровли (29 %), так и в направлении подошвы (71 %) пласта в отличие от ГНКТ Ø 44,45 мм, которая позволяет строить стволы исключительно по направлению кровли пласта (100%);
- первый ствол, направленный на удлинение искусственного забоя, является индикатором направления последующих стволов.

По скважине 1404G сходимость последней гипотезы составляет 100 %, по 1356G – 71 %, что в целом объясняется индивидуальной особен-

Таблица 2. Результаты КСТ на скважинах 1404G, 1356G и 1103–2G

Скважина	№ канала	Интервал канала, м	Концентрация соляной кислоты, %	Длина канала (факт), м	Объем кислотного состава (факт), м3
1404G	1	2751–2782	10	53,7	157
	2	2667,5–2775,5	10	108	105
	3	2585,5–2596,6	10	11,1	43
	4	2575–2675,5	10	100,5	117
	5	2510,7–2594,5	10	83,8	129,6
	6	2494–2569,2	10	75,2	127
	7	2410–2483,6	12	73,6	117
	8	2375–2389,6	10	14,6	47,4
	9	2190–2260	10	70	106,6
	Суммарный показатель:			590,5	949,6
1356G	1	2818,9–2873,3	10	54,4	160
	2	2768,9–2818,9	10	50	114
	3	2670–2695,1	10	25,1	157
	4	2628–2668,8	10	40,8	146,8
	5	2785–2835	10	50	87,2
	6	2410–2489	10	79	210,2
	7	2370–2450	10	80	137
	Суммарный показатель:			379,3	1012,2
1103–2G	1	2657,8–2730	10	72,2	157
	2	2580–2635,2	10	50,2	111
	3	2552,6–2606,9	10	54,3	154
	4	2481,9–2547	10	65,1	154
	5	2458–2523	10	65	154
	6	2415,8–2452,7	10	36,9	109
	7	2295–2360	10	65	186
	8	2270–2335	10	65	153
	9	2195–2260	10	65	165
	Суммарный показатель:			538,7	1343

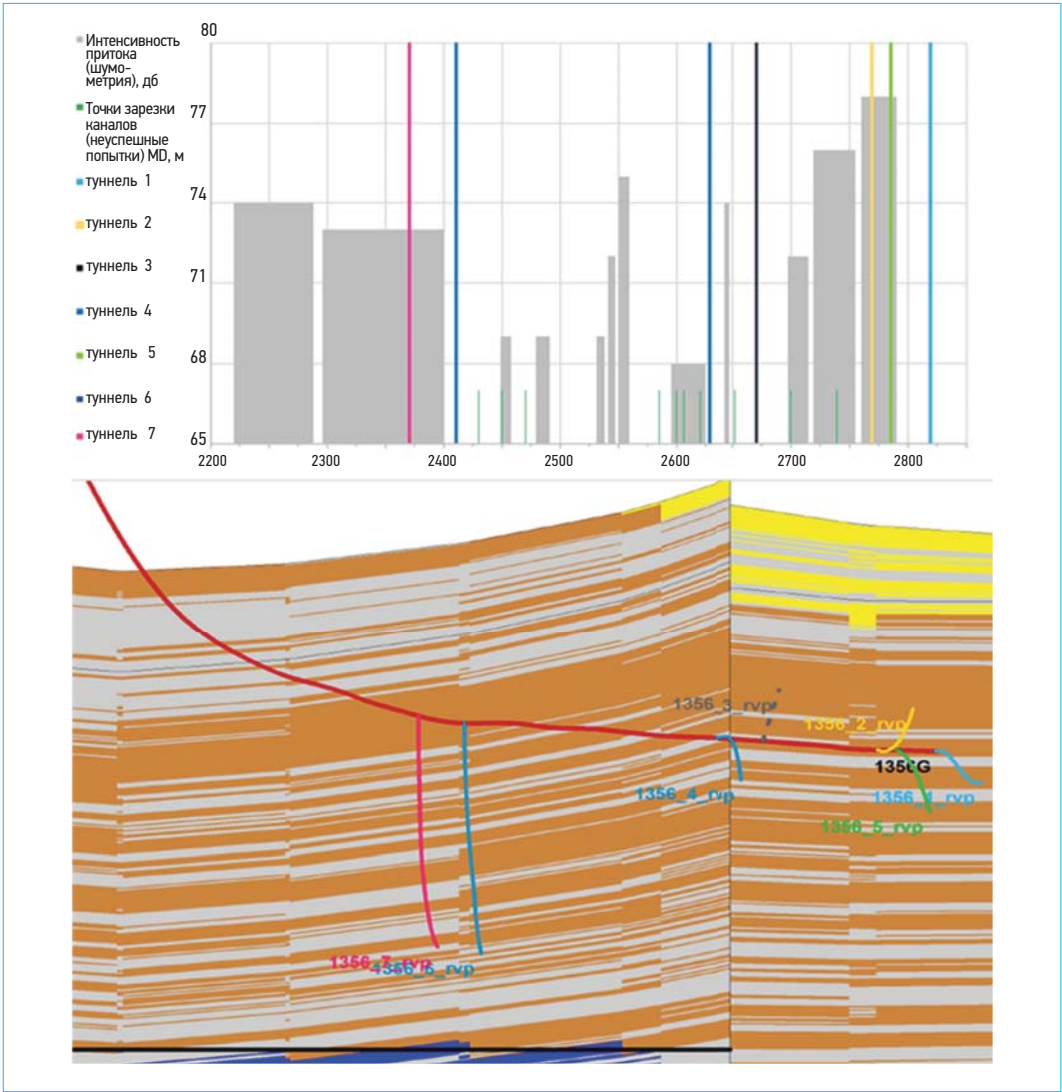


Рис. 3. Результаты шумометрии (сверху) и КСТ на геологическом разрезе куба насыщения (снизу) скважины 1356G ВУ ОНГКМ

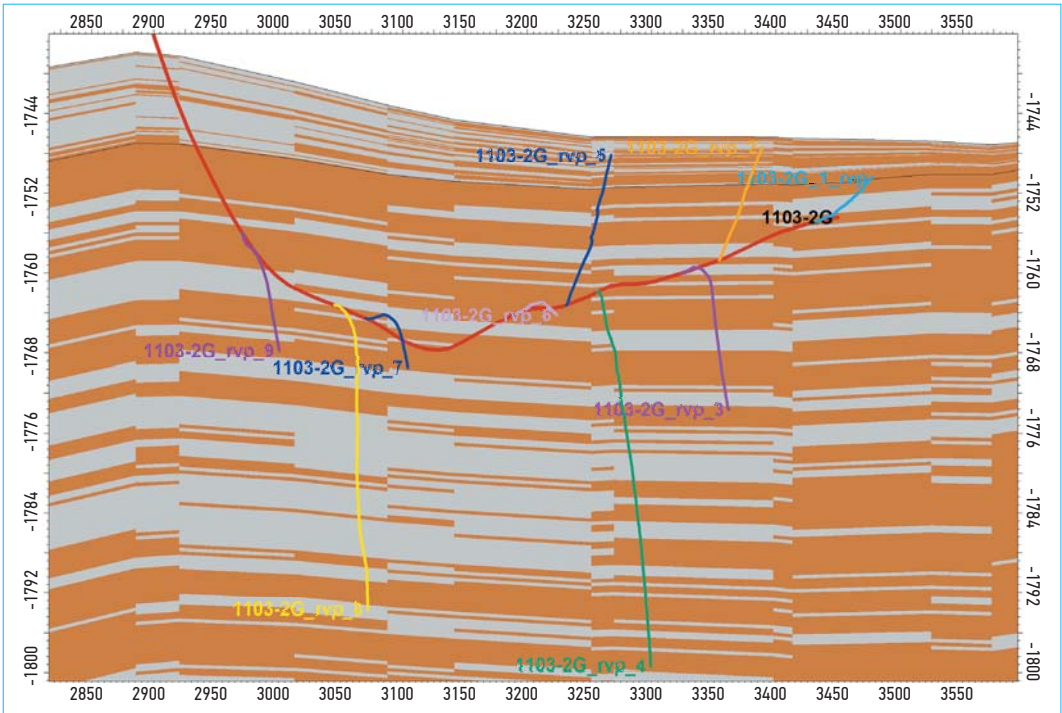


Рис. 4. Результаты КСТ на скважине 1103–2G ВУ ОНГКМ на геологическом разрезе куба насыщения

Таблица 3. Параметры работы скважин до и после проведения КСТ

Скважина	Вид ГТМ	Диаметр ГНКТ, мм	Дата начала работ	Дата окончания работ	Длительность работ, сут	Остановочные параметры				Способ эксплуатации	Режим работы	Время работы/накопления, час	Плановый прирост Q _{пр} , т/сут	Фактический прирост Q _{пр} , т/сут	Текущие параметры			
						Q _ж , м³/сут	Q _{пр} , т/сут	обв, %	дебит газа, тыс.м³/сут						Q _ж , м³/сут	Q _{пр} , т/сут	обв, %	дебит газа, тыс.м³/сут
1404G	КСТ	44	10.06.2020	30.07.2020	50	4,9	4,1	0	2,9	газлифт	периодический	24/24	8,2	8,4	24	12,5	44,9	20,3
1356G	КСТ	38	15.07.2020	17.08.2020	33	13,3	11,4	0	8,2	газлифт	постоянный	-	11,3	44,1	93	55,5	31,6	42,5
1103–2G	КСТ	38	21.08.2020	08.09.2020	18	7,7	6,4	0,4	3,5	газлифт	постоянный	-	8,1	-	-	-	-	-

ностью проводки материнских стволов и литологической характеристикой скважин. Завершающей стадией работ предполагалось опробование модернизированных технологий на скважине 1103–2G. На ней построено девять каналов общей протяженностью 538,7 м, при этом общий расход соляной кислоты составил 1343 м³ (табл. 3). Как видно из рис. 4, удалось достигнуть дендрического разветвления, что позволило подключить ранее не вовлеченные в разработку нефтенасыщенные пропластки. Также удалось сократить время работ с 50 до 18 сут. на одну операцию КСТ. По скважине 1356G проводилась шумометрия после КСТ, по которой видно, что основной приток скважины связан с седьмым каналом (50 %) (рис. 3). Предполагается, что седьмой канал вскрыл зону естественной трещиноватости коллектора, проницаемость которой на порядок выше матричной. Также отмечается работа второго и пятого канала (желтый и зеленый цвета на рис. 3). Наблюдается приток пластового флюида в зонах неуспешных зарезок каналов (короткие зеленые столбы на рис. 3), что является возможным эффектом от проведения кислотной ванны в этих интервалах. Важно отметить, что не по всем каналам зафиксирован приток (третий и шестой каналы), а данное явление подтверждает закономерность «чем больше каналов, тем выше вероятность кратного увеличения дебита нефти скважины». Что касается гипотез по выявлению причин ориентирования каналов, то по опыту скважины 1103–2G видно, что в большей степени проявляется состоятельность гипотезы применения менее жесткой ГНКТ, которая позволяет строить стволы исключительно по направлению кровли пласта: 6 из 9 стволов построились в направлении подо-

швы пласта (66 %), хотя первый ствол на удлинение искусственного забоя протуннелировался в направлении кровли, что подтверждает недо-стоверность гипотезы индикации направления стволов скважин по направлению первого ствола. На 01.10.2020 скважины 1404G и 1356G запущены по фонду с приростами дебита нефти 8,4 и 44,1 т/сут соответственно, K_{прод} увеличился с 0,12 до 0,4 и с 0,29 до 2,2 ед. соответственно, по 1404G отобрано воды 752 м³ или 79 % от закачанного объема, по 1356G отобрано воды 869 м³ или 86 %. Скважина 1103–2G находится в ожидании освоения. В дальнейшем с выходом закачанной жидкости ожидается снижение обводненности скважины до базовых значений.

ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

После выполнения работ на скважинах 1404G, 1356G и 1103–2G были сделаны следующие выводы:

- в результате комплексного воздействия осевых нагрузок, воздействия соляной кислоты и сероводорода (до 6 % в составе пластового флюида), абразивного разрушения целостности КНК горной породой в интервале открытого ствола скважины при СПО происходит отказ узлов КНК, что приводит к ухудшению физических свойств материала (водородное растрескивание и водородная коррозия);
- промылочные насадки целесообразно заменять после двух СПО;
- для увеличения вероятности изгиба ГНКТ и вовлечения нижележащих пропластков следует проводить работы на ГНКТ диаметром 38,1 мм, т.к. ГНКТ диаметром 44,45 мм имеют высокую жесткость;
- из-за отсутствия информации о траектории туннелирования в режиме реального времени существуют риски проникновения канала в зоны ГНК и ВНК, что обязывает ограничивать длины каналов и тем самым сокращать потенциал увеличения K_{о,в} оптимальным решением является внедрение инклинометрии в режиме on-line (внедрено в IV квартале 2020 г), который позволит увеличить потенциал применения технологии за счет вовлечения рискованных скважин-кандидатов;

- КСТ на депрессии зарекомендовало себя как щадящий способ стимуляции скважины;
- на время зарезки канала целесообразно останавливать подачу активного газа и закрывать коллекторную задвижку, т.к. при отборе продуктов реакции во время работы системы «газлифт» возникают разные направления векторов движения флюидов (отбор продуктов реакции в НКТ и закачка HCl по ГНКТ), что осложняет процесс зарезки за счет искажения данных индикатора веса.

ДОСТИЖЕНИЯ

- На скважинах 1404G и 1356G по результатам проведения КСТ получены приросты дебитов нефти 8,4 (+204 %) и 44,1 т/сут (+386 %), K_{прод} увеличился с 0,12 до 0,4 и с 0,29 до 2,2 ед. соответственно.
- Удалось построить каналы в направлении подошвы пласта (вниз), что, вероятно, является подтверждением либо одной самостоятельной гипотезы, либо синергии двух: применение менее жесткой ГНКТ и/или особенностей проводки материнского ствола скважины.
- Удалось развить потенциал технологии от первой скважины-кандидата к третьей, а также ускорить темпы работ с 50 до 18 сут/операцию, максимальная скорость проходки при этом увеличилась до 80 м/сут.

- Скважину 1404G удалось перевести из периодического режима эксплуатации в постоянный.
- Исследование притока скважины 1356G демонстрирует крайне высокую продуктивность одного канала, что предположительно связано с наличием вскрытой трещины коллектора.
- Технология имеет огромный потенциал, может активно использоваться на фонтанирующих скважинах для продления фонтанного режима работы без постановки бригады КРС, на газлифтных нефтяных, газовых скважинах и скважинах, эксплуатирующийся механизированным способом, с привлечением бригады КРС.

БЛАГОДАРНОСТИ

Коллектив авторов выражает огромную благодарность за всестороннюю поддержку в реализации данных работ Загребельному Е. В., Пашкову А. В., Осовину Д. С., Балобанову Е. А., Кашапову Д. Р., Седову В. В., Мамбетову Р. Ф. Также объявляется благодарность Захарутину А. В. и Воину О. В., представителям компании ООО «ФракДжет-Волга», за добросовестное выполнение работ и проявление гибкости в подходах к решению поставленных задач.

КИСЛОТОСТРУЙНОЕ ТУННЕЛИРОВАНИЕ, ВПЕРВЫЕ РЕАЛИЗОВАННОЕ НА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ С НЕОБСАЖЕННЫМ СТВОЛОМ НА ОРЕНБУРГСКОМ НГКМ, ПОКАЗАЛО СВОЮ ПЕРСПЕКТИВНОСТЬ. НОВАЯ ТЕХНОЛОГИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГИБКИХ НКТ ПОЗВОЛЯЕТ СТРОИТЬ КАНАЛЫ В НАПРАВЛЕНИИ ПОДОШВЫ ПЛАСТА И ПОЛУЧАТЬ ЗНАЧИМЫЕ ПРИРОСТЫ ДЕБИТА НЕФТИ.

НАДЕЖНОСТЬ ПОГРУЖНЫХ НЕФТЯНЫХ НАСОСОВ ПРИ ПЕРИОДИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

© Коллектив авторов,
2021

Е.А. Лихачёва^{1,2}, к.т.н., В.Г. Островский^{1,2}, к.т.н., Н.А. Лыкова¹, А.Н. Мусинский^{1,2},
П.А. Байдаров^{1,2}

¹АО «НОВОМЕТ-ПЕРМЬ»

²Пермский национальный исследовательский политехнический университет

Электронный адрес: Natalia.Lykova@novometgroup.com

Проведен анализ надежности компонентов установки электроцентробежных насосов (УЭЦН) с целью выявления взаимосвязи между режимом эксплуатации и надежностью компонентов. Анализ производился на основании эксплуатационных данных более 700 УЭЦН с месторождений Западной Сибири. Была исследована надежность компонентов УЭЦН, на ресурс которых значительное влияние оказывает режим эксплуатации. Приведены результаты экспериментальных исследований погружных насосов и гидрозащит в условиях постоянного и периодического режимов эксплуатации. На основании полученных результатов был сделан вывод о том, что периодический режим оказывает негативное влияние на ресурс компонентов УЭЦН. Предложены рекомендации для эксплуатации УЭЦН в периодическом режиме.

Ключевые слова: периодическая эксплуатация, УЭЦН, отказы оборудования, надежность, вероятность безотказной работы, наработка

OIL SUBMERSIBLE PUMPS RELIABILITY DURING CYCLIC OPERATION

Е.А. Likhacheva^{1,2}, V.G. Ostrovskiy^{1,2}, N.A. Lykova¹, A.N. Musinskiy^{1,2}, P.A. Baidarov^{1,2}

¹Novomet, Perm

²Perm National Research Polytechnic University

The ESP reliability analysis was conducted to determine the correlation between ESP operation mode and ESP component reliability. The analysis was based on operation data of more than 700 ESP. The reliability of operating mode-dependent ESP components was analyzed. ESP and seal section test results under cyclic and constant operation conditions were shown. As a result, it was determined that periodic operation negatively affect ESP components lifetime. Recommendations for ESP cyclic operation were proposed.

Keywords: cyclic operation, ESP, equipment failures, reliability, probability of no-failure, lifetime

<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-1-54-58>

В последнее время на нефтяных месторождениях России все больше получает распространение способ периодической эксплуатации скважин при помощи УЭЦН [1]. Динамика изменения фонда скважин, работающих в периодическом режиме на ряде месторождений Западной Сибири и Южного Урала, показана на **рис. 1**. Добыча в таких режимах состоит из двух периодов: период накопления пластовой жидкости на забое и непосредственный процесс откачки скважинной жидкости при помощи ЭЦН. При этом есть два варианта: с полной остановкой вращения УЭЦН и с понижением частоты. На текущий момент более распространен вариант с полной остановкой УЭЦН, поскольку он появился раньше и является более простым в технической реализации [2].

К достоинствам периодической эксплуатации относят следующее: экономия электроэнергии за счет высокодебитного оборудования с более высоким КПД и оперативное изменение отбора скважинной жидкости при изменении параметров скважины без замены оборудования [1].

Также этот способ используется при добыче нефти с высоким газовым фактором, с остановками для пропускания газовой фазы и накопления жидкости.

При этом известны и недостатки способа, к примеру, при каждом повторном запуске электродвигателя происходит значительное увеличение пусковых токов и возникновение пиковых силовых нагрузок, действующих на вал и опоры насоса. Как результат, быстрее начинается разрушение изоляции обмоток электродвигателя, смятие шпонок и шпоночных пазов рабочих колес, а также накопление остаточных деформаций валов и опор [3]. Помимо этого, ввиду низкой скорости потока, длительного периода накопления скважинной жидкости на забое и последующей откачки накопившегося уровня жидкости ухудшается процесс охлаждения электродвигателя. Процесс эксплуатации может быть осложнен такими факторами, как оседание механических примесей в колонне при каждом выключении, образование газовых пробок и прорывы газа при увеличении скорости отбора, выпадение твердо-

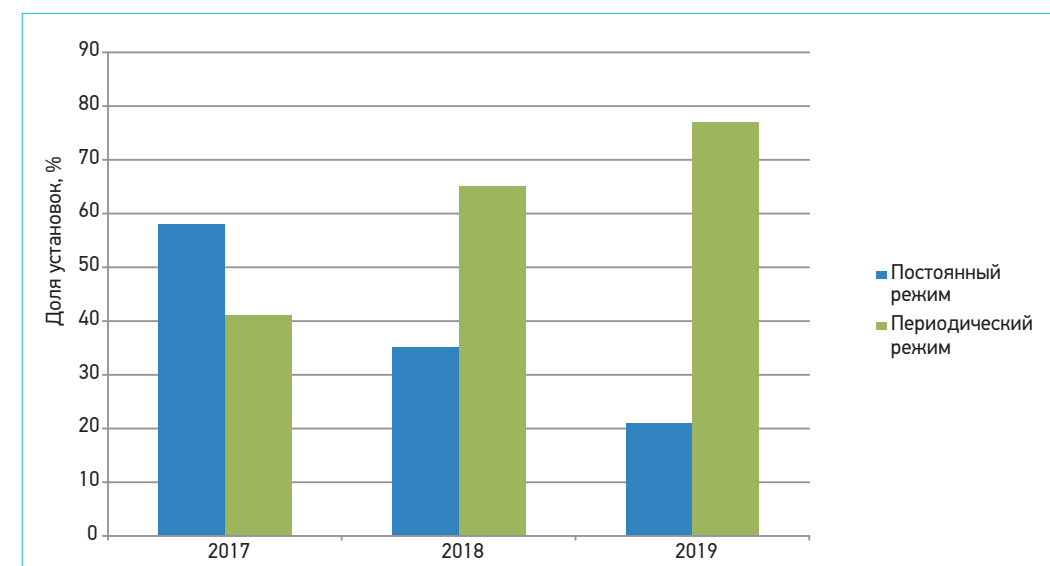


Рис. 1. Увеличение доли установок, работающих в периодическом режиме

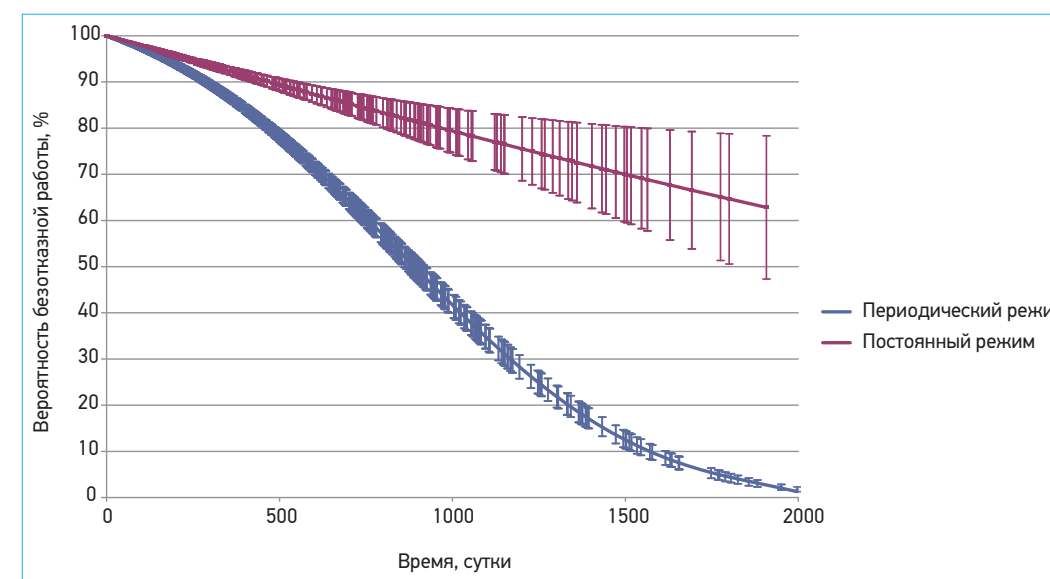


Рис. 2. Надежность гидрозащиты при постоянном и периодическом режимах

го осадка солей на поверхности установки и эксплуатационной колонны. При этом установки, эксплуатирующиеся в периодическом режиме, в этих скважинах имеют большую вероятность выхода из строя, чем в постоянном [4, 5].

В настоящий момент авторы ряда источников [6, 7] позиционируют периодический режим эксплуатации как наиболее эффективный способ эксплуатации малодебитных скважин, при этом в таких источниках, как правило, отсутствует упоминание о влиянии периодического режима на надежность компонентов УЭЦН. Поэтому были проведены исследования надежности нескольких зависимых от режима работы компонентов:

- гидрозащит;
- насосов;
- модулей смещения.

Оценка надежности работы остальных компонентов УЭЦН требует дополнительных исследований.

Анализ надежности гидрозащит был проведен на основании эксплуатационных данных более 700 установок, работающих в постоянном и периодическом режимах на месторождениях Западной Сибири. Среднее время безотказной работы гидрозащит, работающих в периодическом режиме, примерно в 3 раза ниже относительно работающих в постоянном режиме (**рис. 2**).

Наиболее вероятная причина снижения наработки заключается в следующем: при каждом запуске/остановке/изменении частоты УЭЦН есть риск совпадения собственных частот установки с рабочей частотой вращения, что приводит к появлению резонанса и повышению вибрации. При этом известно, что при увеличении вибрации происходит рост утечек через торцовые уплотнения в 5–10 раз [8]. Соответственно, при каждом цикле работы есть высокий риск увеличения утечек масла. Объем масла

ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН В ПЕРИОДИЧЕСКОМ РЕЖИМЕ ПРИ ПОМОЩИ УЭЦН ПРИВОДИТ К ПОВЫШЕННЫМ УТЕЧКАМ И СНИЖЕНИЮ РЕСУРСА ОТДЕЛЬНЫХ МОДУЛЕЙ В 2-3 РАЗА. В ИТОГЕ НАРАБОТКА ТАКИХ УСТАНОВОК СНИЖАЕТСЯ, А ЗАТРАТЫ НА ЗАМЕНУ И РЕМОНТ ОБОРУДОВАНИЯ ЛОЖАТСЯ НА ПРОИЗВОДИТЕЛЯ.

уменьшается, что в определенный момент приводит к попаданию пластовой жидкости внутрь маслосистемы и отказу гидрозащиты и УЭЦН. Также, помимо этого, при каждом цикле запуска и остановки происходит износ торцовых уплотнений вала.

Для подтверждения этого факта были проведены испытания типовой гидрозащиты, которые подтвердили увеличение утечек в резонансном режиме на 2000 об/мин (рис. 3). Исследования проводили в три этапа:

- дорезонансный режим (1800 об/мин);
- резонансный режим (2000 об/мин);
- режим с прохождением резонанса (2200 об/мин).

Были проведены четыре опыта, в каждом из которых гидрозащиту разгоняли до частоты 1800, 2000, 2200 и 2910 об/мин в течение одинакового количества циклов. В ходе экспериментов измерялся объем утечек масла из гидрозащиты. Минимальные утечки получены в опыте с дорезонансным и рабочим режимами. При разгоне до резонансного режима с повышенной вибрацией на 2000 об/мин уровень утечек вырос в 5 раз. При разгоне до режима с частотой выше резонансного уровень утечек был примерно в полтора раза выше, чем в дорезонансном режиме, так как время нахождения в резонансном режиме было минимальным. Работа

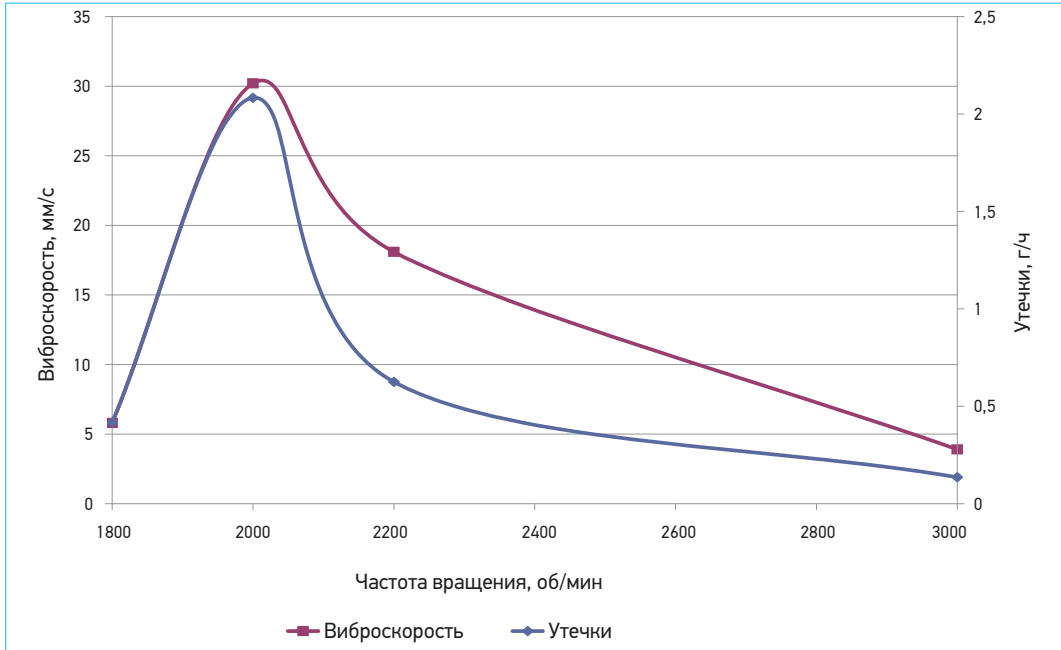


Рис. 3. Зависимость объема утечек от величины виброскорости

гидрозащиты на постоянной частоте вращения 2910 об/мин при этом не сопровождается увеличением вибрации, поэтому уровень утечек остается низким.

Таким образом, видно, что надежность гидрозащит напрямую связана с уровнем вибрации УЭЦН. Переходные процессы при разгоне УЭЦН в периодическом режиме проходят через резонансные частоты и вызывают вибрацию, что приводит к повышенным утечкам и снижению ресурса гидрозащит.

Вторым компонентом, чувствительным к режиму работы, являются детали насоса. В результате анализа надежности насосов, эксплуатировавшихся на ряде месторождений Западной Сибири в постоянном и периодическом режимах, выявлено, что наработка насосов при периодическом режиме значительно ниже, это касается как средней, так и максимальной наработок (примерно в два раза).

Для исследования механизма ускорения отказов насосов в периодическом режиме были проведены стендовые испытания по методике моделирования гидроабразивного износа [9] на примере насоса ЭЦН 3–80, которые показали увеличение интенсивности изнашивания осевых подшипников ступеней в периодическом режиме (рис. 4). Также было выявлено, что по результатам ресурсных испытаний в периодическом режиме снижение напора в 2 раза больше в сравнении с постоянным режимом (рис. 5). Также значительно более интенсивно изнашиваются защитные втулки и радиальные подшипники насоса (рис. 4).

Помимо этого, было рассмотрено влияние режима эксплуатации на модуль смещения (МСН), который предназначен для передачи крутящего момента от электродвигателя к гидрозащите

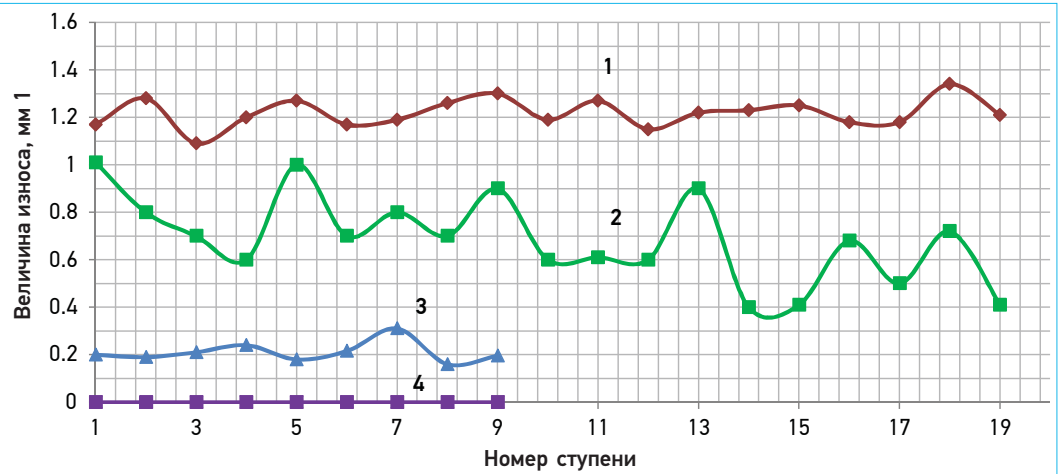


Рис. 4. Износ шайб: 1 – периодический режим, 2 – постоянный режим; изменение зазора в промежуточных радиальных подшипниках после ресурсных испытаний, 3 – периодический режим, 4 – постоянный режим

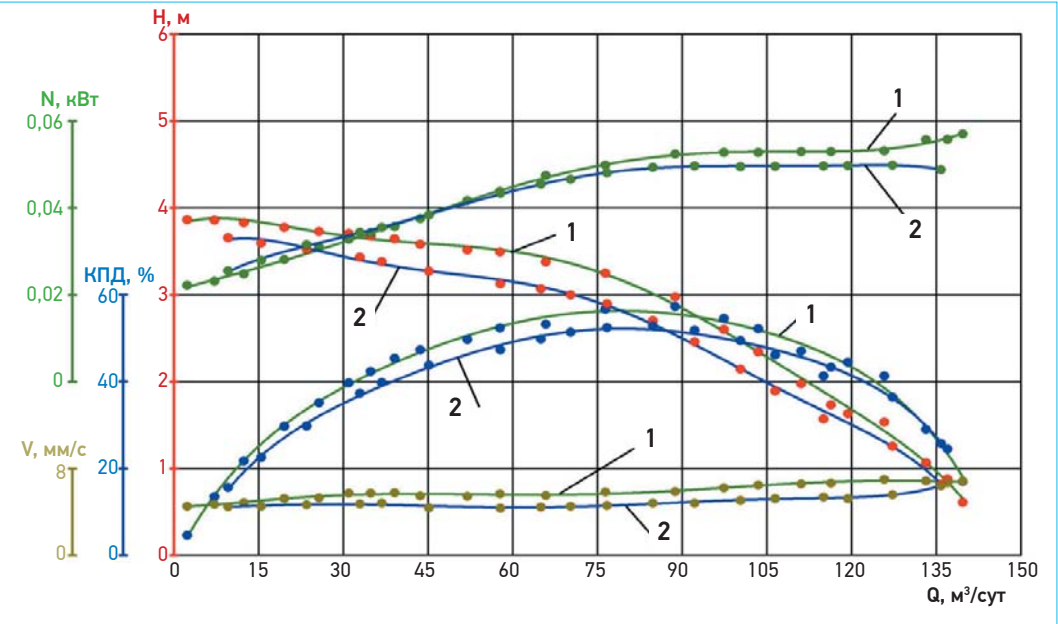


Рис. 5. Изменение напорно-расходных характеристик насоса после ресурсных испытаний: 1 – постоянный режим, 2 – периодический режим

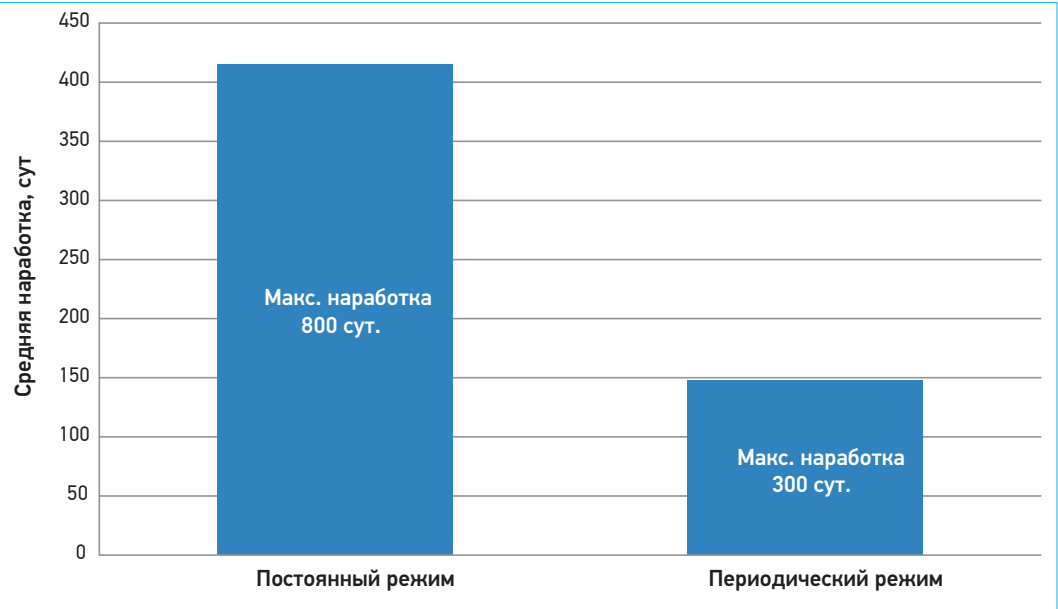


Рис. 6. Сравнение наработки при разных режимах работы

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СХЕМ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТРУБЧАТЫХ ПЕЧЕЙ ПРИ ПОДГОТОВКЕ НЕФТИ

К.А. Овчинников, к.т.н., К.В. Першина
Самарский государственный технический университет

Электронный адрес: froilinka@rambler.ru

В работе представлен анализ терминов «энергоэффективность» и «энергосбережение» применительно к нефтедобыче. Потребление топливно-энергетических ресурсов нефтегазодобывающего предприятия год от года увеличивается, а с учетом роста тарифов на энергоресурсы внедрение энергоэффективных технологий является актуальной проблемой производства.

Ключевые слова: энергоэффективность, энергосбережение, трубчатые печи

ENHANCING ENERGY EFFICIENCY OF TECHNOLOGICAL CIRCUITS WITH THE USE OF TUBULAR FURNACES WHEN PREPARING OIL

K.A. Ovchinnikov, K.V. Pershina
Samara State Technical University, RF, Samara

The paper presents an analysis of the terms “energy efficiency” and “energy conservation” in relation to oil production. The consumption of fuel and energy resources of an oil and gas company is increasing from year to year, and taking into account the growth of tariffs for energy resources, the introduction of energy-efficient technologies is one of the urgent problems of production

Keywords: energy efficiency, energy saving, tube furnace

<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-1-59-63>

В настоящее время экономический успех предприятия, его рентабельность и конкурентоспособность зависит от того, насколько эффективно реализуется цепочка прогресса: энергоёмкость – энергосбережение – техническое развитие – перевооружение.

В структуре операционных затрат потребление топливно-энергетических ресурсов нефтегазодобывающего предприятия достигает 20–30 %, и с учетом увеличения тарифов на энергоресурсы сохраняется тенденция дальнейшего роста (рис. 1). Около 70–80 % всех энергозатрат нефтегазодобывающего предприятия приходится на потребление электрической энергии, которая, в свою очередь, распределяется по технологическим и вспомогательным процессам. Из них 55–65 % тратится на подъем жидкости, 25–30 % – на работу системы по закачке воды, 8–20 % – на подготовку и транспорт нефти и газа (по данным нефтяных компаний России). На другие процессы нефтедобычи приходится относительно небольшой процент расхода энергии. Энергоэффективность – это рациональное использование электроэнергии, достижение эко-

номической оправданности ее использования при существующем уровне развития техники и технологии, а также соблюдении требований к охране окружающей среды. Иными словами, это использование меньшего количества энергии для обеспечения того же уровня технологических процессов на производстве. Повышение эффективности использования тепловой энергии и генерации может быть достигнуто за счет технического перевооружения

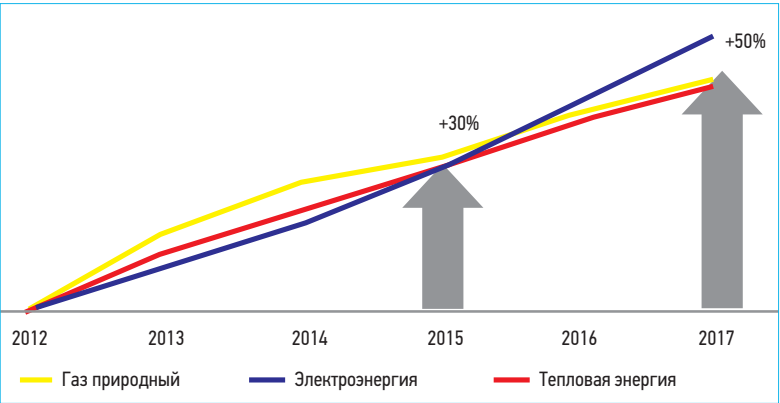


Рис. 1. Изменение индекса цен (по данным Федеральной службы по тарифам)

со смещением осей валов и обеспечения герметичного соединения гидрозащиты с электродвигателем [10]. Наблюдается, что наработка таких установок гораздо ниже, чем работающих в постоянном режиме (рис. 6). Для примера, на одном из фондов скважин наработка установок при работе в периодическом режиме составляет максимум 300 суток, а в постоянном режиме достигает 800 суток.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Резюмируя вышесказанное, следует вывод о снижении надежности УЭЦН, используемых в периодическом режиме. По отдельным модулям ресурс снижается в 2–3 раза. Это приводит к необходимости пересмотра существующих конструкций УЭЦН для адаптации к периодическому режиму. В частности, для достижения заданных наработок может потребоваться использование специальных исполнений модулей

УЭЦН с увеличенным ресурсом, например тандемных гидрозащит и насосов компрессионного или пакетного исполнения. Типовые серийные установки также можно эксплуатировать, но со сниженными требованиями по надежности, что требует увеличения затрат на замену и ремонт оборудования. В настоящий момент эти затраты зачастую ложатся на производителей оборудования, что вынуждает вносить ограничения на использование оборудования в периодическом режиме. Также может быть рекомендован тщательный анализ работы установок в режиме разгона для исследования их вибрационного поведения и разработки мер по снижению вибрации в переходных режимах. Требуется дальнейшего изучения вопроса влияния периодического режима эксплуатации с понижением частоты без остановок на надежность модулей УЭЦН.

Список литературы

1. Ивановский В.Н. Учет условий эксплуатации при проектировании периодических режимов работы скважин, оборудованных УЭЦН // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2013. – № 6. – С. 23–29.
2. Ивановский В.Н., Сазонов Ю.А., Сабиров А.А., Соколов Н.Н., Донской Ю.А. О некоторых перспективных путях развития УЭЦН // Территория нефтегаз. – 2008. – № 5. – С. 24–33.
3. Ерка Б.А. Особенности технологии эксплуатации электроцентробежными насосами скважин с неуставившимися режимами работы: Диссертация ... кандидата технических наук: 25.00.17.– Тюмень, 2006. – 125 с.
4. Дроздов А.Н. Эксплуатация скважин, оборудованных УЭЦН на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами // Территория нефтегаз. – 2008. – № 10. – С. 82–85.
5. Портнягин А.Л., Соловьев И.Г. Модель оценки остаточного ресурса погружного оборудования // Вестник кибернетики. – 2002. – Вып. 1. – С. 103–108.
6. Кузьмичев Н.П. Кратковременная эксплуатация скважин – уникальный способ борьбы с осложняющими факторами // Экспозиция Нефть Газ. – 2012. – №4 (22). – С. 56–59.
7. Кузьмичев Н.П. Способ кратковременной эксплуатации скважин погружной насосной установкой с электроприводом (способ Кузьмичева) // Патент России №2293176. – 2007. – Бюл. №4.
8. Мельник В.А. Торцовые уплотнения валов: справочник. – М.: Машиностроение, 2008. – 320 с.
9. Островский В.Г., Пещеренко С.Н., Каплан А.Л. Методика моделирования гидроабразивного износа ступеней нефтяных насосов // Горное оборудование и электромеханика. – 2011. – № 12. – С. 38–42.
10. Патент РФ № 2514457/06, 17.01.2013. Погружной насосный агрегат // Патент России № 2514457. 2013. Бюл. № 12. / Пещеренко С.Н., Сергиенко А.В., Фадейкин А.С. [и др.].

References

1. Ivanovskiy V.N. Uchet uslovij ekspluatatsii pri proektirovanii periodicheskikh rezhimov raboty skvazhin, oborudovannyh UECN [Taking into account the Operating Conditions when Designing Periodic Operating Modes of Wells Equipped with ESP]. *Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa*. 2013, no. 6, pp. 23–29. (In Russ.)
2. Ivanovskiy V.N., Sazonov YU.A., Sabirov A.A., Sokolov H.H., Donskoj YU.A. O nekotoryh perspektivnyh putyakh razvitiya UECN [On Some Potential Ways of ESP Development]. *Territorija neftegas*. 2008, no. 5, pp. 24–33. (In Russ.)
3. Erka B.A. (2006) *Osobennosti tekhnologii ekspluatatsii elektrocentrobezhnyimi nasosami skvazhin s neustanovivshimisya rezhimami raboty* [Operation Technology Features of Wells with Transient Operating Modes by Electric Centrifugal Pumps]. PhD thesis. Tyumen State Oil and Gas University. (In Russ.)
4. Drozdov A.N. Ekspluatatsiya skvazhin, oborudovannyh UECN na mestorozhdeniyah s trudnoizvlekaemyimi zapasami [Operation of wells equipped with ESP in fields with HTR reserves]. *Territorija neftegas*. 2008, no. 10, pp. 82–85. (In Russ.)
5. Portnyagin A.L., Solov'ev I. G. Model' ocenki ostatochnogo resursa pogruzhnogo oborudovaniya [Residual Life Estimation Model of Downhole Equipment]. *Vestnik kibernetiki*. 2002, no. 1, pp. 103–108. (In Russ.)
6. Kuzmichev N.P. Short-Term Well Operation [STWO] is unique approach to reduction of effects of complicating factors. *Exposition Oil Gas*. 2012, no. 4, pp. 56–59. (In Russ.)
7. Kuz'michev N.P. (2007) *Sposob kratkovremennoy ekspluatatsii skvazhin pogruzhnoj nasosnoj ustanovkoj s elektroprivodom (sposob Kuz'micheva)* [Long-Term Well Operation Method by Submersible Pumping Unit with Electric Drive (Kuz'michev's method)] RU2293176 (Patent). (In Russ.)
8. Mel'nik V.A. *Tortsovyie uplotneniya valov* [Mechanical Shaft Seals]. Moscow: Mashinostroenie; 2008. 320 p. (in Russ.)
9. Ostrovskij V. G., Pesherenko S. N. Calculations of the Rate Hydroabrasive Wear Interstage Seal Oil Pump. *Vestnik PSTU*. 2011, no. 12, pp. 38–42. (In Russ.)
10. Ostrovskij V. G., Pesherenko S. N., Fadejkin A. S. (2013) *Pogruzhnoj nasosnyj agregat* [Submersible Pumping Unit]. RU2514457 (Patent). (In Russ.)

и оптимизации теплогенерирующих, тепло-передающих и теплоиспользующих мощностей, реализации организационно-технических мероприятий, внедрения новых технических средств регулирования и контроля и учета тепловых процессов. Снижение расхода теплоэнергетических ресурсов возможно только при комплексном подходе к энергосбережению, за счет последовательного внедрения взаимосвязанных организационных и технических мероприятий. Основные концептуальные положения повышения энергоэффективности и рационального использования тепловой энергии:

- совершенствование управления, координация действий различных процессов, связанных с производством, транспортом и потреблением тепловой энергии;
- коренное улучшение системы учета и контроля расхода тепловой энергии на всех уровнях производства;
- более полный мониторинг энергопотребления в части тепловой энергии;
- регулярность профилактических ремонтов тепловых сетей и оборудования;
- ремонт, наладка и частичная замена оборудования и участков теплопроводов;
- повышение уровня подготовки специалистов в части энергосбережения.

Реализация этих мер, как правило, не требует больших затрат и окупается достаточно быстро, поэтому их осуществление является первоочередной задачей. Использование и внедрение новых высокоэффективных энергосберегающих технологий и оборудования – наиболее дорогая часть проектов, связанная со значительными инвестициями, но только новые технологии и энергоэффективное оборудование помогут обеспечить значительное снижение теплоемкости нефтедобычи и получение значительного экономического эффекта.

ОПЫТ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ В РАЗНЫХ СТРАНАХ

Стратегия повышения уровня энергосбережения и энергетической эффективности в различных секторах и сферах России является важным направлением в экономике. Внедрение современ-

ных инструментов управления дает предприятию возможность эффективно использовать лучшие мировые и отечественные практики управления топливно-энергетическими ресурсами. Благодаря этому «Газпром нефть» имеет один из лучших показателей в отрасли по удельному расходу электроэнергии на тонну добытой нефти. При современном развитии техники и технологий в цивилизованных странах энергоемкость экономики уже снижена на 15–20 %, что привело к пересмотру поставленных планов по повышению энергоэффективности и их росту [1]. Рассмотрим мероприятия по повышению эффективности на примере топливно-энергетического комплекса:

- оптимизация технологического процесса переработки нефти (оптимизация технологических режимов, замена насосного оборудования);
- энергосбережение в электрооборудовании (замена электродвигателей, привода насосных агрегатов);
- энергосбережение в системах теплоснабжения (оптимизация режимов теплоснабжения, применение современных теплоизоляционных материалов);
- энергосбережение при выработке тепловой энергии (модернизация котельного оборудования);
- энергосбережение при эксплуатации автомобильного транспорта (модернизация автопарка).

По мнению специалистов, отношение к энергосбережению за рубежом и в России различно (табл. 1) [2].

ОПЫТ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПЕЧЕЙ

Рассмотрим энергоемкое оборудование на примере трубчатых печей на установках комплексной подготовки нефти (УКПН). Трубчатые печи используются для высокотемпературного нагрева и реакционных превращений жидких и газообразных нефтепродуктов. Основная линейка технологических печей выпускается на мощность 6,3 и 12 Гкал/час. Существенный расход топливно-энергетических ресурсов приходится на топливный газ и электроэнергию для подачи воздуха в камеры сгорания.

Одним из направлений повышения энергоэффективности является усовершенствование нагревателей продукции, которые обладают повышенным КПД (общим и тепловым) и пониженным потреблением электроэнергии. Улучшение условий сгорания газа, а также формы и размера теплообменной поверхности позволяют повысить КПД печей на 5–10 %, установка котлов утилизаторов или системы подогрева воздуха выхлопными газами дополнительно повышает КПД на 3–7 %. Использование системы частотного регулирования на вентиляторах подачи воздуха позволяет снизить энергопотребление до 30 %. Следует отметить, что при проектировании или в качестве оптимизации систем нагрева на УКПН рекомендуется рассматривать технико-экономическую целесообразность.

- Утилизации тепла дымовых газов в случае использования «коммерческого газа» и одновременной работы 4 и более печей с последующим использованием в технологии для предварительного нагрева жидкости через теплообменник до печей; в собственных нуждах объекта для отопления и горячего водоснабжения с исключением или снижением нагрузки на котельную. Преимуществами применения данной технологии является экономия топливного газа на печах или котельной, исключение или существенное снижение установленной мощности котельной при включении данного решения на стадии нового проектирования.
- Установки теплообменного оборудования и нагрева потока жидкости перед входом на печи за счет остаточного тепла отделенной подтоварной воды. Данный нагрев позволит снизить расход газа и, возможно, вывести часть печей в резерв.

Подводя итог, следует отметить, что в печи с повышенной энергоэффективностью должны быть учтены следующие технические решения. Должна применяться электрическая система управления с внедрением микропроцессорной системы автоматизации, что обеспечит возможность работы в составе АСУТП объекта. Системой автоматизации предусматривается контроль соотношения газ – воздух, что обеспечит более полное сгорание топливного газа. Это необходимо для немедленного реагирования в случае возникновения аварийной ситуации, так как по статистике 11,6 % аварий на производственных объектах приходится на трубчатые печи. Причинами аварий может быть: разгерметизация змеевика – пожар в печи; погасание горелок – взрыв в печи; разгерметизация оборудования снаружи печи – взрыв снаружи [4]. С целью повышения КПД печи до 85 % в теплообменной камере дополнительно устанавливаются однорядные змеевики, расположенные вдоль боковых стен, змеевики для подогрева

топливного газа в зимнее время до температуры +65 °С [4].

Для нагрева нефти на объектах комплексной подготовки нефти применяются следующие виды установок: печи трубчатые прямого нагрева нефти, например, печь трубчатая блочная ПТБ-10 А или печь трубчатая блочная ПТБ-10Э. Назначение данного оборудования – нагрев нефтяных эмульсий и нефти при их промышленной подготовке и транспортировке. Печь ПТБ-10Э обладает более совершенной конструкцией, так как является дальнейшим развитием модели. Автоматизированная трубчатая печь ПТБ-10 А представляет собой комплексное изделие, включающее в свой состав ряд крупногабаритных сборочных единиц (блоков), образующих собственно теплотехническую часть печи со вспомогательным оборудованием и коммуникациями, и систему автоматизации.

Трубчатая печь состоит из трех основных блоков: теплообменной камеры, блока основания печи и блока вентиляторного агрегата. Кроме того, в состав печи входят четыре блока взрывных клапанов, четыре дымовые трубы, сборочные единицы трубопроводов входа и выхода нефти, трубопроводы обвязки змеевиков нагрева газа, площадка обслуживания и стремянка. В теплообменной камере осуществляется процесс теплообмена между продуктами сгорания газового топлива, омываемыми наружные поверхности труб секций змеевиков, и нагреваемой средой, перемещающейся внутри труб змеевиков. При движении по секциям змеевика продукт нагревается за счет тепла, отдаваемого продуктами сгорания топливного газа, который сжигается в четырех камерах сгорания и поступает в пространство теплообменной камеры. В блоке основания печи размещены четыре камеры сгорания (реакторы горения) для сжигания газового топлива, трубопроводы подачи топливного газа к камерам сгорания и их запальным устройствам, воздухоподпринудительной подачи воздуха на горение и помещение подготовки топлива.

Помещение подготовки топлива выполнено в виде металлического теплоизолированного укрытия, внутри которого размещены запорная, регулирующая арматура, приборы безопасности и их трубопроводная обвязка. Для принудительной подачи воздуха к камерам сгорания, являющимся двухпроводными газогорелочными устройствами, в составе трубчатой печи предусмотрен блок вентиляторного агрегата.

Блок вентиляторного агрегата представляет собой стальную сварную раму, на которой на виброизоляторах установлен вентиляторный агрегат с центробежным вентилятором высокого давления, электродвигатель его привода и соединяющую их клиноременную передачу,

Таблица 1. Отношение к энергосбережению за рубежом и в России

№	Зарубежные страны	Россия
1.	Главное внимание уделяется постоянной замене используемых производственных и коммунальных технологий и энергопотребляющего оборудования на более энергоэффективные технологии и оборудование	Составление режимных карт энергопотребляющего оборудования, организация системы учета, ликвидация очевидных очагов потерь
2.	Непрерывно и во все больших масштабах увеличивается выработка электроэнергии и тепла на базе возобновляемых и нетрадиционных источников энергии	Точечная реконструкция и техническое перевооружение предприятий под выпуск конкретной продукции, как следствие – повышение энергетической эффективности
3.	Доминирующее влияние на политику энергосбережения оказывают экологические факторы, в т. ч. связанные с так называемым парниковым эффектом	Реализация целевых программ повышения энергоэффективности отдельных предприятий, корпораций и снижения нагрузки на окружающую среду

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ РАБОТЫ ДВУХ МОДЕЛЕЙ ТРУБЧАТЫХ ПЕЧЕЙ (ПТБ-10А И ПТБ-10Э) ПОКАЗАЛ, ЧТО ЗАМЕНА ПТБ-10А НА ПТБ-10Э ПОЗВОЛИТ УМЕНЬШИТЬ ПОДАЧУ ТОПЛИВА И УВЕЛИЧИТЬ КПД ДО 85 %, ЧТО ЯВЛЯЕТСЯ ЗНАЧИМЫМ ДОСТИЖЕНИЕМ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЯ.

а также воздухопроводы (приемный и нагнетательный переходный). Теплообменная камера печи снабжена четырьмя дымовыми трубами для вывода из нее охлажденных продуктов сгорания топлива в атмосферу, площадками обслуживания и стремянкой для обслуживания взрывных предохранительных клапанов, расположенных на ее боковых поверхностях. В торцевой стенке корпуса теплообменной камеры имеется штуцер для подвода пара, обязанный в единую систему трубопроводов пожаротушения. Система автоматизации выполнена по блочно-функциональному принципу и представляет собой комплекс устройств контроля, управления и сигнализации, размещаемых непосредственно на технологической части печи, а также в помещении аппаратного блока. Аппаратурный блок представляет собой металлическую утепленную конструкцию, внутри которой размещаются щит контроля и управления, стойка питания, отопители и освещение. По требованию заказчика щит контроля и управления и стойка питания могут поставляться отдельно без аппаратного блока и монтироваться в помещении операторной. Узлы трубопроводной обвязки змеевиков теплообменной камеры трубчатой печи позволяют выполнить четырехпоточный или двухпоточный вариант обвязки. Вариант обвязки змеевиков трубчатой печи определяется проектной организацией, осуществляющей привязку трубчатой печи ПТБ-10 А. Характерной особенностью данной печи является более благоприятный в сравнении с печами других типов тепловой режим поверхностей нагрева, обеспечивающий «мягкий» нагрев продукта в трубах змеевиков и тем самым предотвращающий коксообразование. Этот режим, при котором поверхности труб змеевиков получают равномерный нагрев, достигается путем создания достаточно равномерного поля по всему внутреннему объему теплообменной камеры за счет интенсивной рециркуляции продуктов сгорания топлива. Применение для змеевиков оребренных труб, определенным образом расположенных в пространстве теплообменной камеры, обеспечивает высокую теплонапряженность поверхности нагрева.

Интенсивная рециркуляция продуктов сгорания в печи достигается созданием высокой скорости движения продуктов сгорания во внутреннем объеме теплообменной камеры в результате сжигания топлива в специальных камерах сгорания и установки дефлекторов у конфузоров камер сгорания. Применение принудительной подачи воздуха в камеры сгорания обеспечивает хорошее смешение топливного газа с воздухом, стехиометрическое сгорание топливной смеси и рециркуляцию продуктов сгорания в объеме теплообменной камеры при небольшом избыточном давлении в ней.

ПЕЧЬ ТРУБЧАТАЯ БЛОЧНАЯ ПТБ-10Э

Печь прямого нагрева предназначена для нагрева нефтяных эмульсий и нефти при их промысловой подготовке и транспортировке. Печь обладает более совершенной конструкцией, чем печь ПТБ-10 А, являясь дальнейшим развитием модели (табл. 3). Сравнительный анализ работы двух моделей трубчатых печей (ПТБ-10 А и ПТБ-10Э) показал, что замена ПТБ-10 А на ПТБ-10Э позволит уменьшить подачу топлива и увеличить КПД до 85 %, что является значимым достижением для повышения энергоэффективности предприятия. Общая компоновка трубчатой печи ПТБ-10Э сохранена, а основные изменения и нововведения следующие.

- Применена электрическая система управления с внедрением микропроцессорной системы автоматизации, что обеспечивает возможность работы в составе АСУТП объекта. Отпала необходимость приобретения компрессорной установки для поддержания давления в пневматической линии, т.к. все исполнительные механизмы запорной арматуры заменены на электрический привод.
- Системой автоматизации предусмотрены дополнительно:
 - контроль опасной концентрации газа в теплообменной камере;
 - контроль соотношения газ – воздух, что обеспечивает более полное сгорание топливного газа.
- С целью повышения КПД печи до 85 % в теплообменной камере дополнительно установлены однорядные змеевики, расположенные вдоль боковых стен.
- С целью обеспечения сохранности теплообменной камеры в случае хлопка газовоздушной смеси увеличена площадь взрывных клапанов, которые установлены снаружи в потолочной части теплообменной камеры.
- В теплообменной камере установлены змеевики для подогрева топливного газа в зимнее время до температуры +65 °С.

Таблица 2. Сравнительная характеристика печей ПТБ-10 А и ПТБ-10Э.

Характеристика	Значение для печи ПТБ-10 А	Значение для печи ПТБ-10Э
1. Тепловая мощность, МВт (Гкал/ч)	11,6 (10)	13,9 (12)
2. Нагреваемая среда	Нефть, нефтяная эмульсия с содержанием сероводорода в попутном газе не более 0,002 % масс	Нефть, нефтяная эмульсия с содержанием сероводорода в попутном газе не более 0,1, % масс
3. Номинальная производительность по продукту, т/ч	416,6	500
4. Температура продукта на входе/выходе, °С	Не менее +5 / не более +90	Не менее +5 / не более +90
5. Рабочее давление, МПа (кгс/см ²)	6,3 (63)	6,3 (63)
6. Топливо	Природный или попутный нефтяной газ, осушенный или очищенный с содержанием сероводорода не более 0,002 % масс.	Природный или попутный нефтяной газ, осушенный или очищенный с содержанием сероводорода не более 0,002 % масс.
7. Расход топлива, Нм ³ /ч	1940	1712
8. КПД, %	70	85
9. Габаритные размеры (д * ш * в), м	14,1*5,12*10,35	15,8*3,52*8,135
10. Масса, т	47	46,7

- Печь снабжена двумя вентиляторными агрегатами для параллельной работы с возможностью регулирования производительности каждого из них с помощью ЧРП. Вентиляторы с электродвигателями соединены муфтовым соединением.
- Вместо помещения ГРП в блоке основания печи применена установка газорегуляторная шкафная.

В результате проведения модернизации печь ПТБ-10Э более надежна в эксплуатации, отвечает всем требованиям нормативной документации и удовлетворяет запросам эксплуатирующей службы. В качестве опции по согласованию с заводом-изготовителем возможна установка котла-утилизатора на выхлопной тракт печи, что позволит поднять КПД до 90 % и снизить потребление топливного газа при том же объеме полезной работы по нагреву. Таким образом, замена ПТБ-10 А на ПТБ-10Э позволит уменьшить подачу топлива и увеличить КПД до 85 %.

ВЫВОДЫ

Для достижения цели по повышению энергосбережения и энергоэффективности в России необходимо развитие энергоаудиторских компаний, формирование бережливой модели поведения у населения, а также развитие заинтересованности отечественных предприятий. Предприятиям, проводящим энергосберегающие мероприятия, следует получать налоговые, тарифные и прочие льготы, которые имеют огромную популярность в зарубежных странах. Так, например, в России в нефтяной промышленности используются меры налогового стимулирования утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ). В результате коэффициент полезного использования ПНГ в отрасли вырос в период с 2012 по 2017 г. с 76,2 до 86,8 %.

Список литературы

1. Государственный доклад о состоянии энергосбережения и повышении энергетической эффективности в Российской Федерации в 2018 году. – 2019. – С. 44–48.
2. Яковлева А.С., Барышева Г.А. Энергоэффективность и энергосбережение в России на фоне опыта зарубежных стран // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т.321. – №6. – С. 25–30.
3. Ельмуразаева Л.Х., Гершкович Ю.Б. Исследование динамики системы оптимального управления трубчатой печью при различных критериях управления // СФЕРА. НЕФТЬ И ГАЗ. – 2017. – №04(60). – С. 72–76.
4. Гумеров И.Ф., Федоров С.А. Совершенствование системы противоаварийной защиты трубчатых печей // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2018. – №10. – С. 49–53.

References

1. Gosudarstvennyy doklad o sostoyanii energosberezheniya i povyshenii energeticheskoy effektivnosti v Rossijskoj Federacii v 2018 godu. [State Report on the state of energy saving and Energy efficiency improvement in the Russian Federation in 2018], 2019, pp.44–48. (In Russ.)
2. Yakovleva A.C., Barysheva G.A. Energy efficiency and energy saving in Russia against the background of the experience of foreign countries. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta [Bulletin of the Tomsk Polytechnic University]*. 2012, vol. 321, no. 6, pp. 25–30. (In Russ.)
3. El'murazaeva L.H., Gershovich Yu.B. Investigation of the dynamics of the optimal control system of a tubular furnace under various control criteria. *Sfera. Neft' i gaz [Sphere. Oil and gas]*. 2017, vol. 04, no. 60, pp. 72–76. (In Russ.)
4. Gumerov I.F., Fedorov S.A., Sheptunov E.V., Bashirov M.G., Khafizov A.M. Improving the emergency protection system of tubular furnaces. *Neftepererabotka i neftekhimiya [Oil refining and petrochemicals]*. 2018, vol. 6, no. 10, pp. 49–53. (In Russ.)

ПЕРСПЕКТИВНОЕ СКВАЖИННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ДОБЫЧИ СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

С.В. Рудницкий¹, А.Ю. Зацепин², Е.В. Демин³, Т.С. Ющенко⁴, к.ф.-м.н.

¹Консультант по нефтегазовой отрасли, ²ООО «Газпромнефть – Цифровые решения»,

³Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»),

⁴ООО «Газпромнефть – Технологические партнерства»

Электронный адрес: Yuschenko.TS@gazprom-neft.ru

В статье приводится обзор мирового рынка добычи сланцевой нефти, а также скважинного оборудования для выбора оптимального способа ее добычи. Результатом анализа является идентификация сланцевой нефти, перспективных комплексов скважинного оборудования (КСО), устьевого и погружного, удовлетворяющих следующим условиям:

- глубина залегания залежи, объемы добычи (кривая добычи, начальные дебиты), газовый фактор (ГФ), температура пласта и т.д., схожие с условиями разработки баженовской свиты; скважины с протяженным горизонтальным стволом и многостадийным ГРП;
- свойства добываемого флюида схожи с пластовым флюидом баженовской свиты (легкая нефть, повышение ГФ с течением времени, падение обводненности с течением времени и т.д.).

Анализ включает в себя выбор устьевого и погружного оборудования, а также станций управления.

В результате анализа выбраны основные критерии отбора, проведен сравнительный анализ основных типов КСО, выделены перспективные типы КСО для добычи нефти из баженовской свиты.

Ключевые слова: механизированная добыча, насосное оборудование, сланцевая нефть, баженовская свита

PROSPECTIVE ARTIFICIAL LIFT EQUIPMENT FOR SHALE OIL PRODUCTION
FROM THE BAZHENOV FORMATION

S.V. Rudnitsky¹, A.Yu. Zatsepin², E.V. Demin³, T.S. Yushchenko⁴, Ph.D.

¹Oil and Gas Industry Consultant, ²Gazpromneft-Digital Solutions, ³Gazpromneft NTC LLC,

⁴Gazpromneft-Technological Partnerships

The article provides an analysis of shale oil production and artificial lift equipment world market for choosing the optimal method for oil production from the Bazhenov formation. The result of the analysis is the identification of prospective complexes of artificial lift (wellhead and downhole) equipment that meet the following conditions:

- artificial lift equipment is used in operating conditions that are similar to those, which planned for the Bazhenov formation development: for wells with a long horizontal wellbore and multi-stage hydraulic fracturing; conditions similar to the Bazhenov formation in terms of the depth of the deposit, production volumes (production curve, initial flow rates, gas-oil ratio (GOR), reservoir temperature, etc.);
- the properties of the produced fluid are similar to the Bazhenov formation reservoir fluid (light oil, GOR increase over production time, water cut drop over time, etc).

Analysis includes wellhead equipment, downhole equipment, and control stations for wellhead and downhole equipment. Based on the analysis results, the main selection criteria are given, a comparative analysis of the main types of artificial lift equipment is carried out, and promising types of artificial lift for oil production from the Bazhenov formation are identified.

Keywords: artificial lift, downhole equipment, shale oil, Bazhenov formation

<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-1-64-75>

ВВЕДЕНИЕ

В 2017 г. в истории мировой нефтедобывающей отрасли произошло знаменательное событие: на уровне 4,75 млрд т в год был достигнут пик добычи традиционной нефти. В 2018–2019 гг. рост добычи обеспечивался добычей нетрадиционной (сланцевой) нефти на фоне падения традиционной. Среднегодовые темпы роста добычи нетрадиционной нефти с 2010 по 2019 г. составили 30 %, что значительно выше показателя для суммарной мировой добычи нефти в 2 %.

Сланцевые нефти тем самым доказали свою способность конкурировать с традиционными нефтями, и география их добычи будет расширяться, в том числе за счет России, что поставило на повестку дня развитие коммерчески эффективных отечественных технологий для добычи сланцевой нефти.

Под сланцевой нефтью в исследовании понимается нефть, добываемая из сланцевых пород, а также так называемая light tight oil – нефть, добываемая из коллекторов с низкой и сверхнизкой проницаемостью, которая характеризуется

высоким качеством в силу низкой плотности и низкого содержания серы. На ЛТО приходится более 90 % добываемой в мире сланцевой нефти. Крупномасштабная добыча ЛТО основывается на применении комплекса технологий, относящихся к направленному (горизонтальному) бурению и заканчиванию скважин системами многостадийного гидроразрыва пласта.

МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ

Новая геометрия скважин и тип заканчивания потребовали адаптации «инструментов» добычи, поэтому авторами настоящей статьи был осуществлен анализ, среди основных целей которого – идентификация наиболее перспективных КСО для добычи сланцевой нефти из баженовской свиты, которые удовлетворяли бы следующим условиям:

- КСО должны соответствовать условиям эксплуатации, которые ожидаются при разработке баженовской свиты;
- КСО должны относиться к одному СЭ, что не предполагает значительных изменений в схеме заканчивания скважины, должны применяться на максимально полном жизненном цикле скважины (подробнее об этом в разделе «Отбор перспективных комплексов скважинного оборудования для баженовской свиты»);
- перспективность КСО должна соответствовать ключевым мировым трендам в добыче сланцевой нефти, а также специфическим условиям российской нефтедобывающей отрасли.

КСО в рамках анализа включало следующие виды скважинного оборудования и услуг:

- устьевое оборудование, работающее в комплексе с погружным, не включая стандартную фонтанную арматуру;
- погружное оборудование:
- насосное оборудование: объемные, динамические и прочие насосы;
- внутрискважинное оборудование: пакеры, клапаны, мандрели и т.д.;
- станции управления для устьевого и погружного оборудования.

Оборудование для заканчивания скважин, а также другое внутрискважинное оборудование в область рассмотрения не входило. Анализ включал последовательное рассмотрение следующих составляющих:

- добыча сланцевой нефти (в разрезе стран);
- применяемые и перспективные СЭ скважин, включая их соответствие характеристикам скважин и залежей;
- представленное на рынке скважинное оборудование.

В результате отобраны два КСО, являющихся наиболее перспективными для применения на баженовской свите.

ДОБЫЧА СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ В МИРЕ

Суммарные мировые ресурсы ЛТО составляют более 30 млрд т, из которых 35 % приходится на США и 34 % на Россию (**рис. 1**) [1]. Добыча ЛТО в США составила в 2019 г. около 350 млн т, в России – менее 1 млн т.

Наиболее активно разработка ЛТО ведется с 2012 г., когда годовой уровень добычи увеличился более чем в 2 раза и превысил 2 % от всей мировой добычи нефти. «Сланцевый рывок» вывел США в лидеры мировой добычи в 2018 г., притом что в период с 2000 г. они занимали третье место (**рис. 2**).

К 2019 г. доля ЛТО в мировой добыче жидких углеводородов выросла до 8 % [3]. Мировая добыча ЛТО складывается из добычи в США, Канаде, Аргентине и России. Промышленная добыча ЛТО в Китае еще не началась, ведутся исследовательские и опытно-промышленные работы [1].

Основную добычу ЛТО обеспечивают США, где доля ЛТО от общей добычи нефти в 2019 г. составила 57 %. В Канаде и Аргентине доля ЛТО в добыче нефти внутри страны составляет 10 и 16 % соответственно, в России – около 0,1 %. Начало добычи ЛТО в Китае ожидается после 2020 г. [3–7].

Около 53 % от всех горизонтальных нефтяных скважин, введенных в 2019 г. в мире, приходилось на ЛТО [4, 8]. Доля новых скважин на ЛТО от общего числа скважин в США составляет 74 %, в Канаде – 14 %, в Аргентине – 41 %, в России – всего 0,6 %.

В период 2010–2019 гг. доля США в добыче сланцевой нефти составила более 90 %. Ключевыми формациями сланцевой нефти в США являются Bakken, Permian, Eagle Ford, Anadarko, Niobrara. Рост производительности (дебитов) вводимых скважин обусловил «эластичность» добычи сланцевой нефти в США по отношению к количеству вводимых скважин: при снижении объемов бурения добыча растет или остается стабильной (**рис. 3**) [9, 10]. Основным драйвером роста производительности скважин стало увеличение длин горизонтальных участков скважин (более 3000 м) и количества стадий МГРП (более 30).

Доля Канады в добыче сланцевой нефти выросла за последнее десятилетие с 2 до 7 % от мировой добычи ЛТО [11]. Добыча сосредоточена на формациях Duvernay, Montney, Bakken и Cardium. Динамика добычи на этих формациях в последние годы была разнонаправленной: снижение на Duvernay и Montney и рост на Bakken. Скважины, пробуренные на сланцевых формациях в Канаде, характеризуются высоким темпом падения: до 80 % в первые 3 месяца эксплуатации, что создает необходимость постоянно и массово вводить в эксплуатацию

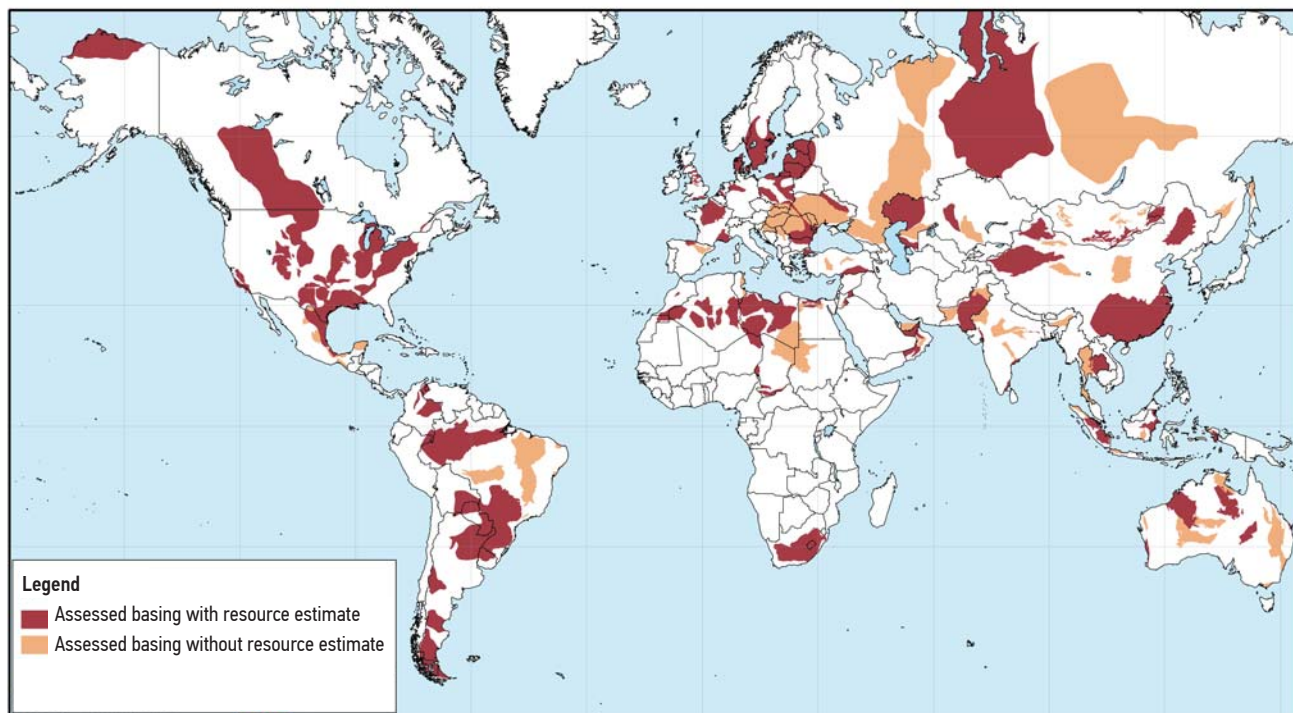


Рис. 1. География распределения ресурсов LTO [1]. Запасы категории unproved technically recoverable resources в США – 10,7 млрд тонн; России – 10,2 млрд тонн; Китае – 4,4 млрд тонн; Аргентине – 3,7 млрд тонн; Канаде – 1,2 млрд тонн.

новые скважины для поддержания уровня добычи [11]. Добыча LTO в Аргентине в настоящее время сосредоточена на формации Vaca Muerta, расположенной в бассейне Neuquen в западной части страны. Vaca Muerta является одним из крупнейших месторождений в мире с запасами в 2,2 млрд т нефти. Прогнозируется, что Аргентина за счет Vaca Muerta продемонстрирует мощный рост добычи нефти с 4,8 млн т/год в 2019 г. до примерно 20 млн т/год к 2030 г. [12, 13]. Ресурсы LTO Китая в основном сконцентрированы в четырех основных бассейнах: Haerbin, Sichuan, Ordos, Baijing [14]. Промышленная добыча сланцевой нефти по состоянию на конец 2019 г. отсутствовала. В России основной объем ресурсов LTO располагается в баженновской, доманиковой, хадум-

ской свитах, из которых первая является наиболее перспективной. Баженновская свита – группа нефтематеринских горных пород, выявленная на территории около 1 млн км² в Западной Сибири. Свита залегает на глубине порядка 23 км, имеет небольшую толщину (от 20 до 60 м) и уникальное геологическое строение. Геологический потенциал свиты изучается с 1960-х годов (всего было пробурено более 800 скважин). На текущий момент объем геологических запасов углеводородов в баженновской свите достигает, по разным оценкам, от 18 до 60 млрд т [15]. Разброс значений более чем в 3 раза свидетельствует об отсутствии единого подхода к разработке и технологической доступности свиты. Текущая добыча на баженновской свите оценочно составляет 700 тыс. т/год. Основной вклад вносят скважины, удачно вскрывшие аномаль-

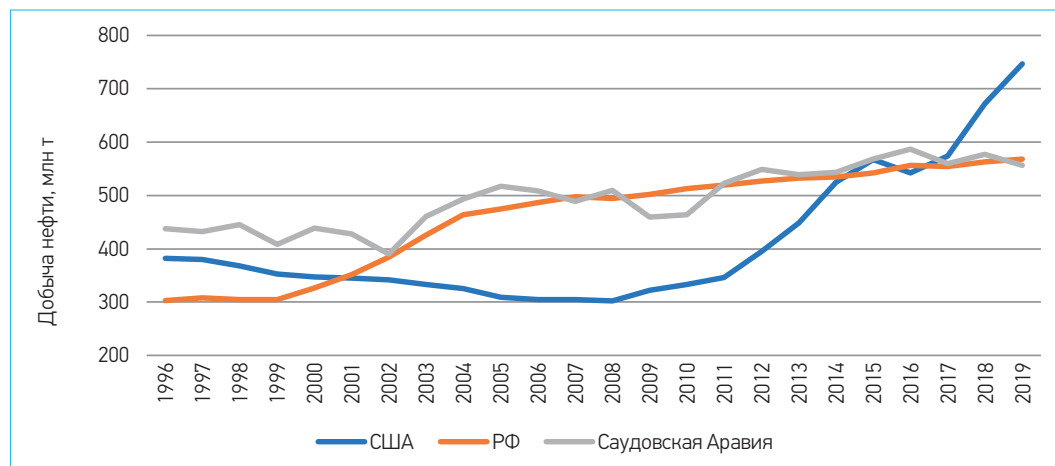


Рис. 2. Добыча нефти в РФ, Саудовской Аравии и США, млн т [2]

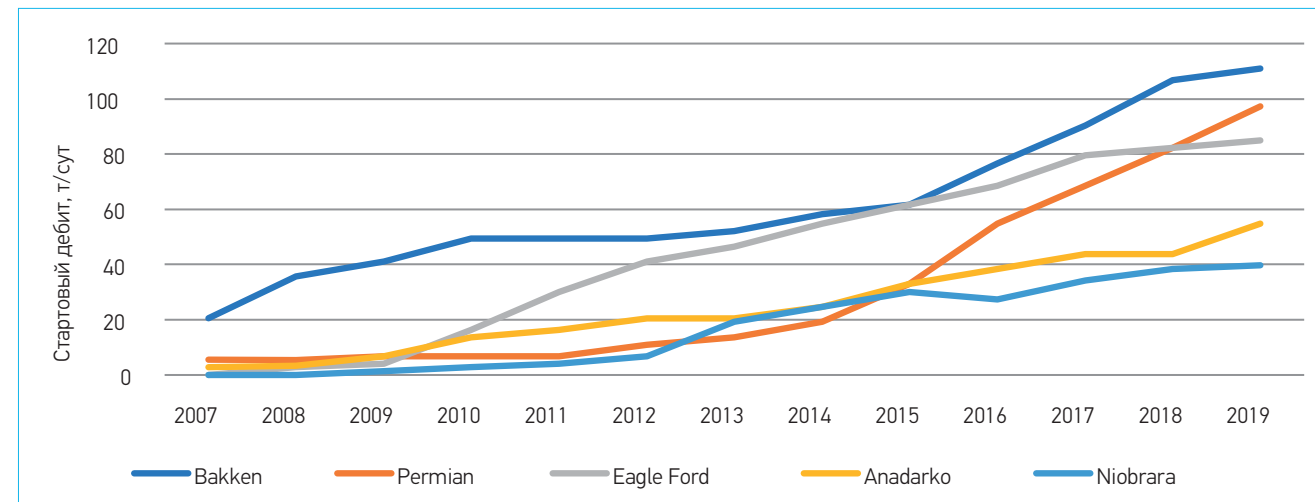


Рис. 3. Средние дебиты первого месяца эксплуатации скважин на ключевых формациях [9]

ные нефтяные линзы (так называемые sweet spots), характеристики которых приближены по длительности к скважинам на месторождениях с традиционными запасами. Исследованием баженновской свиты и разработкой технологий, позволяющих осуществлять эффективную промышленную разработку, занимаются все крупные нефтяные российские компании при планомерной поддержке со стороны государства [16].

СПОСОБЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

В настоящее время на всех месторождениях в мире эксплуатируется примерно 1 млн добывающих скважин [17]. Около 5 % фонда скважин эксплуатируется фонтанным способом, на остальных 95 % применяются механизированные способы. В мировой практике добычи сланцевой нефти подход к применению фонтанного СЭ зависит от стратегии добычи, принятой оператором. В США традиционная ориентация операторов на получение максимально быстрого финансового результата означала сокращение периода фонтанной добычи до минимума и применение механизированной добычи на раннем этапе. В рамках стратегии и практики YPF/Chevron на Vaca Muerta (Аргентина) приоритетом является максимизация долговременного (по жизненному циклу) финансового результата, что обусловило применение длительного периода фонтанирования (плавного выхода на режим с максимальной депрессией) и ограничение дебитов на этой стадии через применение штуцирования. Как следствие, в Аргентине на режиме фонтанирования по состоянию на 2019 г. работают 18 % фонда скважин на LTO, в то время как в США – 1 %. На сегодня применяется около десятка видов механизированных способов эксплуатации. Каждый имеет свои достоинства, недостатки

и области применения в зависимости от глубины скважины, ее профиля, планируемых дебитов и ряда других факторов (рис. 4). Часть оборудования для механизированной добычи используется для различных СЭ (например, кабель и двигатели для УЭЦН и винтовых насосов, пакеры для газлифта и струйных насосов). Другая часть является уникальной (погружные насосы, газлифтные клапаны, станки-началки) [19]. Соответственно, перевод скважины с одного СЭ на другой может требовать не только технологической «перенастройки», требующей глушения скважины и замены ВСО, но и существенного изменения инфраструктурных решений, которые, как правило, не могут быть рентабельны. При добыче LTO на выбор СЭ в определяющей степени влияют конструкция скважины (протяженный горизонтальный ствол и большое количество стадий МГРП) и характерное быстрое падение дебитов (за первые 6 месяцев на 50–65 %, за первые 12 месяцев на 65–80 %). Стоит отметить, что проведение «скоростных» ГРП требует увеличения диаметра горизонтального ствола, что вызывает характерные осложнения: низкая скорость потока после первого месяца эксплуатации, недостаточная для выноса тяжелой фазы (воды, механических примесей и проппанта); газовые и жидкостные пробки; нестабильный пробковый режим (slugging) работы скважины (рис. 5). Практически на всех скважинах LTO требуется последовательное применение двух и более СЭ, поскольку на рынке отсутствует оборудование, которое в составе одного комплекса могло бы эффективно работать на всем протяжении жизненного цикла подобных скважин. Соответственно перед оператором добычи стоит задача планирования конфигураций СЭ, требующая учета технической применимости оборудования, а также расходов на эксплуатацию и замену оборудования. В табл. 1 для основных применяемых на LTO СЭ приведено сравнение по ключевым условиям

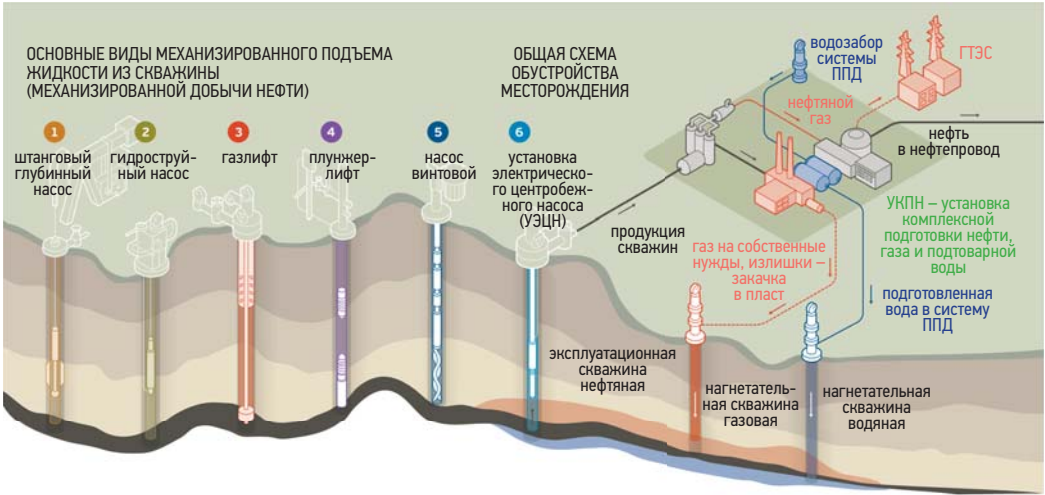


Рис. 4. Основные способы эксплуатации скважин [18]

эксплуатации и техническим характеристикам стандартного (массово применяемого) оборудования [10, 20–23].

В рамках жизненного цикла скважины (ЖЦС) на ЛТО можно выделить несколько стадий, разделяемых уровнем дебита и соответствующим СЭ (рис. 6).

- **Начальная:** от откачки жидкости ГРП (flowback) до ВНР и достижения максимального дебита. Типовые СЭ: режим фонтанирования, струйные насосы.
- **Первичная:** от максимального уровня дебита до примерно 30 м³/сут. Типовые временные рамки стадии (на примере ЛТО в США) – 9–12 месяцев, в течение которых падение дебита от максимального уровня составляет 65–80 %. Типовые СЭ: режим фонтанирования (первые 3–6 месяцев), ЭЦН, ГЛ, ШГН (при относительно низком максимальном дебите).

- **Вторичная:** от перехода с СЭ первичной стадии на последующие (один или более) и до окончания эксплуатации скважины. Для добычи ЛТО в США и Канаде характерный срок ЖЦС примерно 4–5 лет, к этому времени падение дебита достигает 90 % и более. Типовые СЭ: ГЛ, ШГН, ПЛ.

В табл. 2 представлены СЭ, применяемые на различных стадиях ЖЦС. Уровень максимального дебита скважины может являться ограничителем для применения на максимальном полном ЖЦС оборудования (КСО) в рамках одного СЭ. Стоит отметить, что в задачи настоящего исследования не входило формирование предложений по преодолению технических или технологических барьеров, препятствующих появлению данных КСО на рынке. Вместе с тем в ходе интервью представители заводов-изготовителей

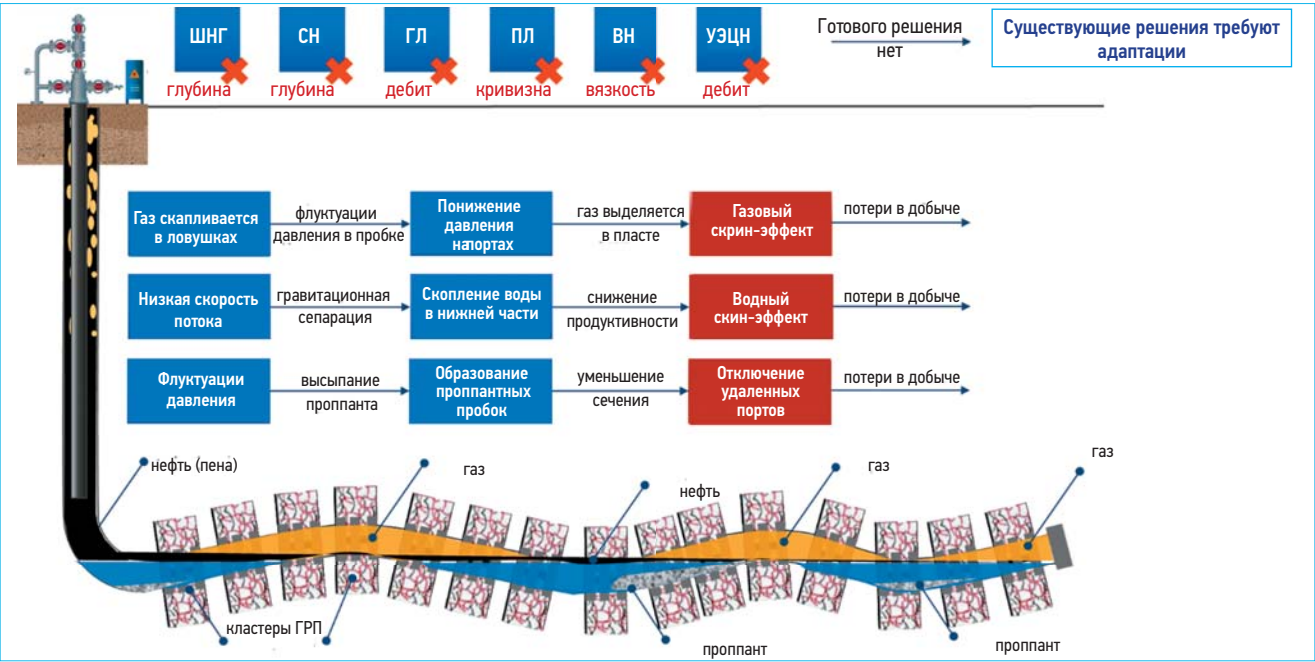


Рис. 5. Типовые осложнения на скважине с ГС и МГРП

Таблица 1. Основные характеристики стандартного оборудования для СЭ [10, 20–23]

СЭ/ Параметр	Струйный насос	ЭЦН	ГЛ	ШГН	ПЛ
Глубина пласта (TVD), м	До 5000	До 5000	До 5000	До 2000	До 6000
Обсадная, мм	≥88,9	≥114,3	≥88,9	≥114,3	≥114,3
Кривизна, °/30 м	Любая	<5	Любая	<5	<15
Дебиты, т/сут	40–2000	27–7000	До 7000	До 68	13–68
Газовый фактор, м³/м³/оценка*	90–350 и выше//4–5	<90 (Без газосепаратора)//2–3	90–350 и выше//5	<90//3–4	250 и выше//5
Мехпримеси, оценка*	3	2–3	4	3–4	3
Температура, °С	До 260	До 149	До 204	До 260	До 260
КГД системы, %	10–30	35–60	10–30	45–60	
Метод смены оборудования	Канатная техника/подъемник	Подъемник	Канатная техника	Подъемник	Канатная техника
Источник энергии	Насос/компрессор	Э/энергия	Компрессор	Э/энергия	Компрессор
OPEX (уровень затрат)	Средний	Низкий	Высокий	Средний	Средний

*Оценка устойчивости оборудования к осложнению: 1 – минимальная, 5 – максимальная

скважинного оборудования и станций управления подтвердили возможность разработки подобных решений. В области оборудования для механизированной добычи российские производители занимают прочные или ведущие позиции по ряду ключевых инновационных направлений, в частности по двигателям на постоянных магнитах (РММ), установкам ЭЦН и объемным насосам. Наиболее слабые позиции – в области газлифта ввиду незначительного применения этого СЭ в российской нефтедобыче. В то же время на отечественном рынке скважинного оборудования отсутствуют готовые решения, учитывающие особенности разработки сланцевых месторождений нефти в РФ.

СПОСОБЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ, ЗНАЧИМЫЕ ДЛЯ СЛАНЦЕВОЙ ДОБЫЧИ

Сланцевая добыча в США демонстрирует доминирование среди СЭ газлифта и ЭЦН – совместно на них в 2018 г. приходилось 72 % от всего фонда скважин (38 % – ГЛ, 34 % – ЭЦН). Среди остальных СЭ наиболее значимым является

ШГН – на него в 2018 г. приходится 12 % фонда скважин США [10].

ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫЕ НАСОСЫ (ЭЦН)

По данным 2019 г. на ЭЦН в мире работает примерно 150 тыс. скважин, что соответствует 16 % всего фонда на механизированной добыче [24]. ЭЦН применяются на глубоких скважинах с широким диапазоном дебитов, но не менее 20–30 м³/сут. На рынке РФ ЭЦН доминируют: на них приходится 67 % от всех добывающих скважин (105 тыс.) и 82 % от всей добычи нефти (450 млн т). С 2012 по 2019 г. количество скважин, оборудованных ЭЦН, выросло на 27 %. Наибольшее количество ЭЦН в России эксплуатируется в Западной Сибири, где массовое применение началось в 1970-е годы. Рынок ЭЦН на ЛТО сосредоточен практически полностью в США и Канаде. На формациях ЛТО в США на ЭЦН эксплуатируются 38 % действующего фонда скважин (на 2018 г.). ЭЦН применяются в среднем примерно на 35 % новых скважин, но степень применения сильно различается по формациям: можно выделить доминирующие

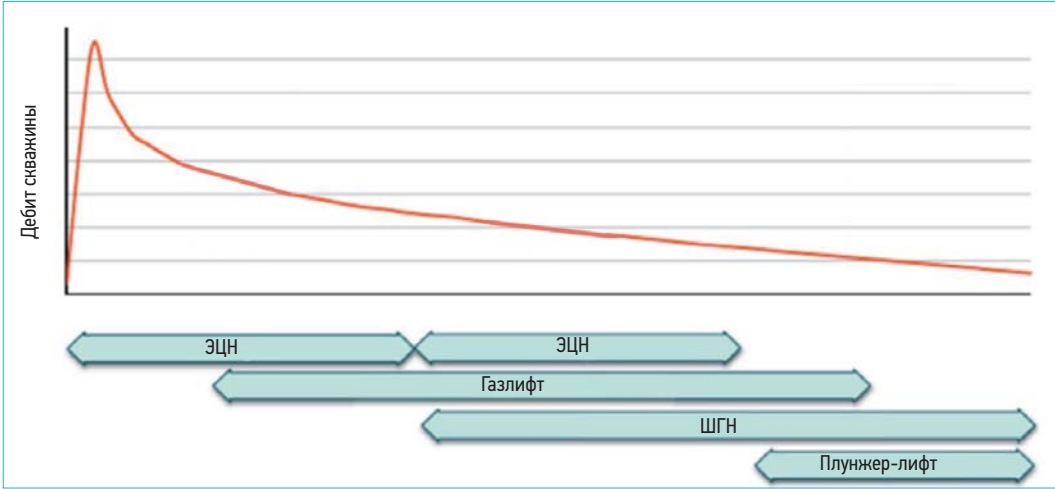


Рис. 6. Способы эксплуатации на различных стадиях ЖЦС на ЛТО

Таблица 2. СЭ на жизненном цикле скважин на LTO

Решения	Начальная стадия: ВНР	Первичная стадия			Вторичная стадия Низкодебитный Дебит меньше 30 м³/сут
		Сверхвысокодебитный Дебит выше 300 м³/сут	Высокодебитный Дебит 150–300 м³/сут	Среднедебитный Дебит от 30 до 150 м³/сут	
Традиционные решения	Фонтан, струйные	ЭЦН (несколько типоразмеров) Фонтан	ЭЦН (несколько типоразмеров) ГЛ	ЭЦН (несколько типоразмеров) ГЛ, ШГН	ГЛ, ШГН
Типовые текущие решения	Фонтан, струйные	ЭЦН (несколько типоразмеров) Фонтан	ГЛ ЭЦН (несколько типоразмеров) Фонтан ШГН (длинноходовые)	ЭЦН (несколько типоразмеров) ГЛ ШГН (стандартные и длинноходовые)	ГЛ, переменный ГЛ (IGL), гибридные формы (PAGL/GAPL) ШГН (стандартные)
Перспективные решения	Фонтанно-механизированный комплекс для добычи нефти при максимальном покрытии жизненного цикла скважины				

позиции ЭЦН на Bakken и Midland (Permian). В Канаде ЭЦН широко применяется на Bakken и Duvernay. В Аргентине и России применение ЭЦН на сланцевой добыче находится на начальной стадии и используется в единичных случаях. Стоит отметить положение отечественных производителей УЭЦН на мировом рынке. Мировое производство УЭЦН за 2019 г. составило около 45 тыс. единиц. Из них 42% пришлось на ведущих российских производителей (ООО «ПК «Борец», завод «Алнас» ГК «Римера», ГК «Новомет»), 38% – на международных «мейджоров» (Baker Hughes, Halliburton, Schlumberger). Суммарный объем производства всех российских компаний оценивается в примерно в 21 тыс. установок ЭЦН в год, из них 27% установок – производства «Борец», 21% – Baker Hughes, 12% – Schlumberger, 9% – «Алнас» ГК «Римера» и 6% – ГК «Новомет». Доля остальных компаний составляет менее 5%. Технологический уровень ряда российских производителей (ООО ПК «Борец», АО «Лепсе», ГК «Новомет» и др.) можно оценить как конкурентоспособный на мировом уровне.

ГАЗЛИФТ (ГЛ)

В мировой нефтедобывающей отрасли по состоянию на 2019 г. на газлифте эксплуатировалось около 100 тыс. скважин (менее 10% фонда на механизированной добыче). Газлифт как способ эксплуатации существенно отличается от насосной добычи и требует принципиально иной инфраструктуры на месторождении. Основным ограничивающим фактором для применения ГЛ является наличие постоянного источника газа высокого давления. До недавнего времени основным техническим решением для компрессорного ГЛ были большие газокompрессорные установки, предполагающие крупные капитальные вложения, что ограничивало возможности его применения. Развитие сланцевой добычи нефти и газа в США стало стимулом для разработки эффективных газокompрессорных решений, а также коммерческих вариантов для относительно

небольшого количества скважин (аренда, сервис и др.), что способствовало превращению ГЛ в самый быстро растущий и самый часто применяемый СЭ на сланцевой добыче в США. 2018 г. стал поворотным в отношении доступности экономически эффективных газовых компрессоров на условиях аренды (в бассейне Permian). В РФ применение газлифта может иметь перспективы в регионах Западной Сибири, где распространены месторождения смешанного типа (нефть, природный газ, газовый конденсат): север ХМАО, ЯНАО, север Красноярского края. Возможно, создание мобильных кустовых решений для ГЛ эксплуатации, «питающихся» магистральным газом и утилизирующих избыток попутного нефтяного газа для обратной сдачи в магистральный трубопровод, позволит по-новому взглянуть на перспективы ГЛ в России. Ключом для данной технологии являются мобильные компрессорные станции, которые все активнее применяются газотранспортными предприятиями (<https://mks.gazprom.ru/about/working/>).

ШТАНГОВЫЙ ГЛУБИННЫЙ НАСОС (ШГН)

В мире наиболее широко используемым СЭ является ШГН. Исторически ШГН применялись на месторождениях с глубинами до 1,5–2 км, за счет которых накоплен огромный фонд низкодебитных неглубоких скважин (640 тыс.). В РФ доля ШГН составляет 30% по скважинам (44 тыс.) и 10% в добыче нефти (56 млн т) [16, 24, 25]. В отличие от ЭЦН, где доля России в мировом фонде скважин составляет 59%, в случае ШГН ее доля является гораздо более скромной – 7%. На формациях LTO в США ШГН эксплуатируются примерно на 12% механизированного фонда скважин, в основном на вторичной стадии ЖЦС.

ОБЪЕМНЫЙ НАСОС С ПОГРУЖНЫМ ПРИВОДОМ

Объемный насос с погружным приводом (погружной линейный электронасос, ПЛЭН) – перспективное инновационное решение для до-

бычи нефти на малодобитных, искривленных, нетрадиционных скважинах. ПЛЭН сочетает в себе преимущества линейного погружного двигателя и стандартного плунжерного насоса, используемого в ШГН, – компактность, простота установки и обслуживания. ПЛЭН имеет характеристики, которые преодолевают ряд ключевых технико-экономических ограничений, прогнозируемых для механизированной добычи на баженовской свите: глубина пласта – до 3000 м, диаметр обсадной колонны – 114 мм, мехпримеси – до 1500 мг/л, кривизна скважины – без ограничений, газовый фактор – до 350 м³/м³. Производство данного оборудования освоено компаниями «ИРЗ» и «Триол», а также китайской компанией Shenyang Hailu Oil Extraction Equipment Manufacturing Co. (Hai Lu). В компании «Газпром нефть» запущен технологический проект по созданию ПЛЭН, в конструкции которого заложены собственные запатентованные решения.

ПРОЧИЕ СПОСОБЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ

На другие методы (помимо ЭЦН, ГЛ и ШГН) приходится относительно незначительная доля мирового рынка – меньше 1% по скважинам фонда (менее 160 тыс.) [17,26]. На формациях LTO на протяжении ЖЦС применяются такие СЭ, как струйный насос и плунжерный лифт. Однако в силу ограниченности их функционала и интервала применения эти СЭ не могут являться основой для перспективных КСО в понимании, принятом для данного анализа. Аналогичный вывод можно сделать в отношении винтовых насосов, поскольку не установлено случаев их применения при добыче LTO в США, Канаде и Аргентине.

ОТБОР ПЕРСПЕКТИВНЫХ КОМПЛЕКСОВ СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ (КСО) ДЛЯ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

В целях отбора перспективных КСО для баженовской свиты в мировом масштабе были выделены те формации LTO, которые наиболее схожи с ней по геологическим и эксплуатационным условиям. Для этого были использованы следующие критерии:

- схожесть эксплуатационных параметров (глубина пласта, температура пласта, профиль добычи, дебиты и др.) и типовых осложнений (скопление жидкости ГРП, газовые пробки, вынос и скопление проппанта);
- схожесть геологических условий;
- масштаб (текущий и прогнозный) добычи и бурения; размер фонда скважин;
- особенности стратегии добычи сланцевой нефти.

Для последующего анализа из десяти сланцевых формаций были отобраны пять: Bakken,

Eagle Ford, Midland (Permian), Delaware (Permian), Vaca Muerta. Основные данные по этим формациям приведены в **табл. 3**. Анализ практики механизированной добычи на схожих с баженовской свитой формациях выявил ключевые ограничения для применения СЭ, а также типовые и перспективные (преодолевающие ограничения) решения для каждого СЭ (**табл. 4**). В качестве основы для ранжированной оценки перспективности каждого технико-технологического решения (оборудования, сервиса конкретного поставщика) была использована сводная таблица для всех значимых способов эксплуатации (механизированной добычи), в которой содержатся количественные оценки ограничений для применения каждого СЭ в зависимости от основных (более 20) параметров эксплуатации. К ключевым параметрам относятся следующие: дебит жидкости, глубина залежи, диаметр обсадной колонны, темп набора кривизны, температура пласта, влияние газа (газожидкостный фактор, газовый фактор), наличие мехпримесей и проппанта в потоке. Наряду с общезначимыми для всех СЭ условиями были рассмотрены параметры, являющиеся специфическими для отдельных СЭ (например, наличие источника газа в случае газлифта). Результатом анализа более чем 50 инновационных решений в области механизированной добычи стал список, ранжированный по способности каждого решения преодолевать текущие ограничения, что, в свою очередь, позволило идентифицировать наиболее перспективные КСО (согласно описанным выше критериям).

КСО № 1: УСТАНОВКА ЭЦН С РАСШИРЕННОЙ РАБОЧЕЙ ЗОНОЙ

Состав КСО и распределение оборудования по ЖЦС отражены на **рис. 8**. Основные технические характеристики и ключевые преимущества:

- Электронасос с расширенной рабочей зоной: от 8000 до 12000 об/мин; дебит (подача): от 8 до 300 м³/сут (три типоразмера). Линейка типоразмеров разрабатывается исходя из средней наработки оборудования.
- КСО содержит возможность применения одного СЭ на всем ЖЦС (**рис. 9**). Находится среди лидеров по критерию «дебит, нижний предел» –

ДОБЫЧА НЕФТИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ С НЕОБХОДИМЫМ УРОВНЕМ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ ВОЗМОЖНА ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ОДНОГО СПОСОБА ЭКСПЛУАТАЦИИ НА ВСЕМ ЖИЗНЕННОМ ЦИКЛЕ СКВАЖИНЫ. РОССИЙСКИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ ИМЕЮТ ВСЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ПОДОБНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Таблица 3. Формации, имеющие сходство условий с баженовской свитой [9]

Параметры/Области	Ед. изм.	Баженовская свита	Bakken	Eagle Ford	Permian / Midland	Permian / Delaware	Vaca Muerta
Основные критерии							
объемы добычи нефти (2019)	млн т/год	0,6	72	69	55	90	4
кол-во пробуренных скважин (2019)	шт	≈ 50	1361	2297	6422		150
длина горизонтального ствола	м	1000–2000	3000	3000	1900	2500	2000–3300
глубина скважин (TVD)	м	2300–3000	3300	2700–3700	2700	3500	3000
кривая добычи: падение через 6 и 12 мес. (для США)	%	6 мес.: 59 % 12 мес.:70 %	6 мес.: 48 % 12 мес.: 73 %	6 мес.: 64 % 12 мес.: 79 %	6 мес.: 58 % 12 мес.: 74 %	6 мес.: 55 % 12 мес.: 80 %	Кривая добыча растет до 6–12 мес.
начальный дебит (по нефти)	т/сут	100	86	85	68		230 через 6–12 мес.
газожидкостный фактор	м³/т	150–2000	500–700	900–1600	900	900	120–150
температура пласта	°С	95–115	80–110	130	90–100		90–95
Типовые вызовы							
скопление жидкости ГРП	–	v	v	v	v	v	v
газовые пробки (и газовый фактор)	–	v	–	v	v	v	v
вынос и скопление проппанта	–	v	v	v	v	v	–

Таблица 4. Типовые и перспективные решения на схожих с баженовской формациях [10, 27–29]

Области	Ограничения	Решения типовые: по стадиям ЖЦС	Решения перспективные
Bakken	<i>ГЛ:</i> Сложности с источниками газа, низкий газовый фактор. <i>ЭЦН:</i> Поток, мехпримеси, большие глубины (отказы по кабелям), высокий темп набора кривизны. <i>ШГН:</i> большие глубины, длинные ГС (не исключает метод, но удорожает его)	<i>1-я стадия:</i> ЭЦН, струйные. <i>2-я стадия:</i> ШГН, ЭЦН (для низких дебитов). <i>ШГН:</i> смещение начала применения к более высоким дебитам за счет длинноходовых решений. <i>ЭЦН:</i> газосепараторы на низкодебитных скважинах	<i>ЭЦН:</i> УЭЦН с устойчивостью к сложным условиям (мехпримеси, slugging), низким дебитом, удлиненным сроком. Насос для «нагнетания» равномерного потока в ЭЦН на низкодебитных скважинах. <i>ШГН:</i> Непрерывная штанга в сочетании с длинноходовой установкой, повышение срока службы и надежности оборудования: решение на основе новых материалов для проблемы износа соединительных муфт
Eagle Ford	<i>ЭЦН:</i> Высокий газовый фактор. Большая кривизна (зенитный угол) скважин (DLS: 2–3 °/10 м). <i>ШГН и ПЛ:</i> большие глубины, высокое содержание мехпримесей	<i>1-я стадия:</i> ГЛ (основной), ЭЦН (ограниченно), струйные. <i>2-я стадия:</i> ГЛ, ШГН. <i>ШГН:</i> Длинный ход штанги, надежность узлов	<i>ГЛ:</i> Совершенствование внутрискважинного и наземного (ГК) оборудования, появление предложения по аренде высокопроизводительного газокompрессорного оборудования в 2018 г. <i>ШГН:</i> Повышение срока службы и надежности оборудования за счет применения новых материалов
Permian/Delaware	<i>ЭЦН:</i> высокий газовый фактор, мехпримеси, высокая температура, высокий DLS	<i>1-я стадия:</i> ГЛ (основной), ЭЦН (ранее основной), ПЛ (один из основных), струйные (выход на режим). <i>2-я стадия:</i> ШГН. <i>Струйные насосы:</i> используются с наземными горизонтальными центробежными насосами. <i>ПЛ:</i> активное использование на скважинах с высоким ГФ и пластовым давлением	<i>ЭЦН:</i> Насосы с устойчивостью к высокому уровню мехпримесей (синергия с РММ). <i>ШГН:</i> Непрерывная штанга в сочетании с длинноходовой установкой. Решение на основе новых материалов с устойчивостью к мехпримесям
Permian/Midland	<i>ЭЦН:</i> высокий газовый фактор, высокая температура, неоднородность потока/slugging	<i>1-я стадия:</i> ЭЦН (основной), ГЛ. <i>2-я стадия:</i> ШГН, GАПL. <i>ЭЦН:</i> газосепараторы. <i>ШГН:</i> Решения для газа: газосепараторы, частотные преобразователи, обратные клапаны	<i>ЭЦН:</i> РММ: постепенно расширяется применение Решение для управления неоднородностью потока (slug flow) как альтернатива ГЛ. <i>ГЛ:</i> аренда высокопроизводительного г/к оборудования в 2018 г. Применим к высокодебитным скважинам (альтернатива ЭЦН). ГЛ в связке с GАПL: есть перспективы развития как вторичного СЭ
Vaca Muerta	Барьеры ЭЦН: Дебиты уровня 30–40 м³/сут выше (сравнительно невысокие), высокий газовый фактор. Особенности Стратегия добычи: постепенный вывод скважины на пиковый дебит при фонтанном СЭ, более плавная кривая падения добычи Мощные пласты – основа для более «планового» (менее «конвейерного», как в США) подхода	<i>1-я стадия:</i> фонтан (штуцирование), плунжер-лифт (основной), ГЛ. <i>2-я стадия:</i> ШГН, ГЛ. <i>ПЛ:</i> для наклонных скважин. <i>ГЛ:</i> начало применения. <i>ЭЦН:</i> начало применения. <i>ШГН:</i> могут стать одним из первичных методов, учитывая умеренные начальные дебиты	Мониторинг, управление в режиме онлайн. Решения по предиктивной аналитике: замена по плану, не по факту отказа. ШГН с линейным приводом

- до 8 м³/сут. КСО поддерживает постоянный режим работы насоса на малых дебитах.
- На завершающей стадии ЖЦС (дебиты менее 8 м³/сут) после данного КСО может происходить смена СЭ на плунжер-лифт, что связано с низкими затратами по установке и эксплуатации, а также высоким ГФ; либо может применяться периодическая эксплуатация оборудования.
- Наивысший результат в преодолении ограничений по параметру «темп набора кривизны»: до 6° на 10 м. Высокий результат по параметрам «доля газа в насосе», «газовый фактор» и «мехпримеси».
- Вся погружная часть комплекса находится в одном корпусе. Малые габариты установки (10 м).

На текущий момент в стадии опытно-промышленных испытаний в компании находится КСО, разработанное и произведенное АО «ЛЕПСЕ» (г. Киров). Ведущие российские игроки в области ЭЦН (ООО «ГК "Борец"», ГК «Новомет» и др.) имеют технологические возможности по разработке данного КСО при понимании его рыночных перспектив. Возможности данного КСО для реализации стратегии добычи на баженовской свите связаны с наличием развитого сектора ЭЦН в Западной Сибири, включая огромный опыт применения, наличие рынка насосного сервиса. Важным аспектом развития КСО является разработка единого кустового комплекса фонтанно-механизированной добычи, который позволит освоить скважину, ввести ее на режим с минимальной деградацией созданных трещин и максимально эффективно осуществлять добычу, переходя от фонтанной эксплуатации к механизированной без глушения и полной смены оборудования (рис. 9).

КСО № 2: ГАЗЛИФТНАЯ СИСТЕМА С УВЕЛИЧЕННОЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬЮ ДЛЯ ПОЛНОГО ЖЦС СКВАЖИН LTO

Состав КСО и распределение оборудования по ЖЦС отражены на рис. 10. Основные технические характеристики и ключевые преимущества.

- Решение для полного ЖЦС с возможностью проектирования и реализации как комплексного проекта.
- Среди лидеров по показателю «дебит, верхний предел»: до 400 м³/сут (и выше) – за счет инноваций в конфигурации (количество, размещение, глубина) многоклапанной системы.
- На поздних стадиях ЖЦС (дебиты менее 30 м³/сут) применяются: переменный ГЛ (ПГЛ) и гибридная форма газлифт + плунжер-лифт (ГЛ–ПЛ, PAGL). При PAGL расход газа при дебите 1,5 м³/сут – в 5–8 раз ниже, чем при ГЛ и ПГЛ.

- Экономическая эффективность проекта зависит от применения газовых компрессоров на кустах скважин на условиях аренды или иной сервисной модели.
- В силу очень ограниченного текущего применения ГЛ при добыче нефти в РФ (из значимых проектов на суше только Восточный участок Оренбургского НГКМ, разрабатываемый «ГПН-Оренбург») сегмент оборудования и сервиса (инжиниринга) в области ГЛ является очень узким. Российских поставщиков решений и оборудования для ГЛ крайне мало. Технологические и финансовые возможности российских игроков по разработке подобного КСО требуют дополнительного изучения. Опыт добычи сланцевой нефти в США, Канаде и Аргентине говорит о высокой потенциальной значимости ГЛ для добычи сланцевой нефти баженовской свиты, учитывая свойственное ему многообразие условий эксплуатации. В целях формирования технологической и производственной базы для применения ГЛ на баженовской свите следует рассмотреть целесообразность формирования российского центра компетенций по ГЛ, а также возможности по трансферу технологий на российский рынок.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

- Механизированная добыча при разработке сланцевых залежей имеет свои характерные особенности, связанные с геологическими условиями и конструкцией скважин: применение горизонтальных скважин с МГРП, быстрое снижение дебитов, быстрое развитие осложнений (неравномерность потока, жидкостные, газовые пробки, мех. примеси в ГС, постоянный рост ГФ и др.).
- В мировой нефтедобывающей отрасли сформировались условия для качественных изменений в области механизированной добычи на сланцевых месторождениях, в том числе появление технико-технологических решений для полного жизненного цикла скважины, способных серьезно повлиять на эффективность механизированной добычи.
- Российские производители оборудования для механизированной добычи имеют подтвержденную способность создавать перодовые технологические решения (в области ЭЦН и ПЛЭН). Баженовская свита может стать для данных КСО перспективным рынком.
- В результате анализа идентифицированы наиболее перспективные для добычи на баженовской свите КСО – на основе ЭЦН и газлифта:
 - КСО на основе ЭЦН – установка с расширенной рабочей зоной от 8 до 300 м³/сут, темпом набора кривизны до 6° на 10 м и малыми габаритами установки до 10 м. Опорой для него является развитый сектор ЭЦН в Запад-

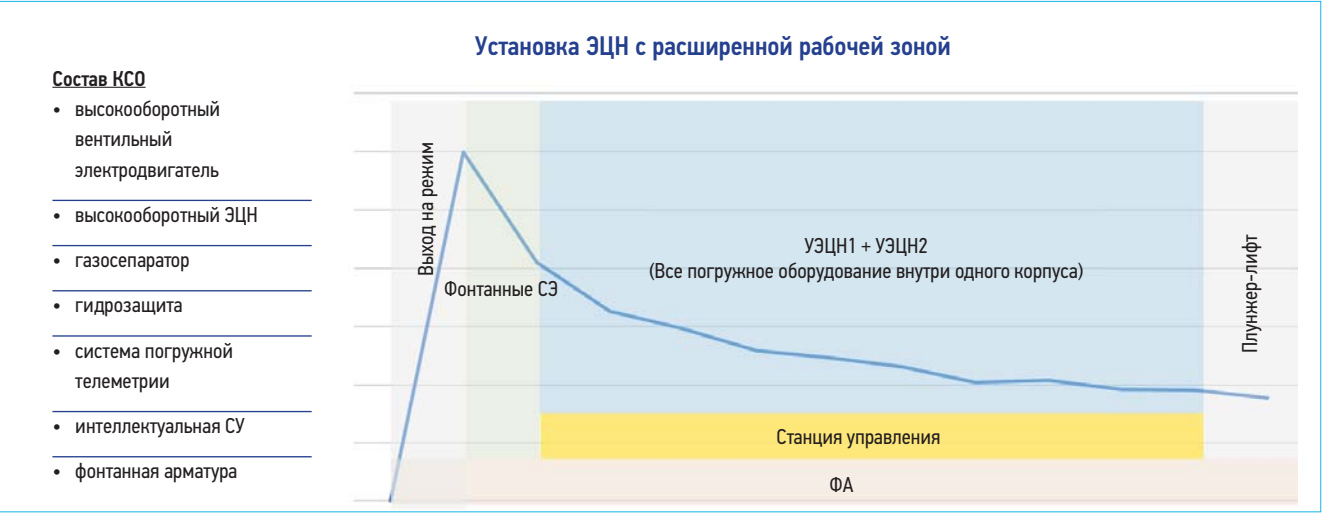


Рис. 8. Оборудование в составе КСО № 1 по стадиям ЖЦС

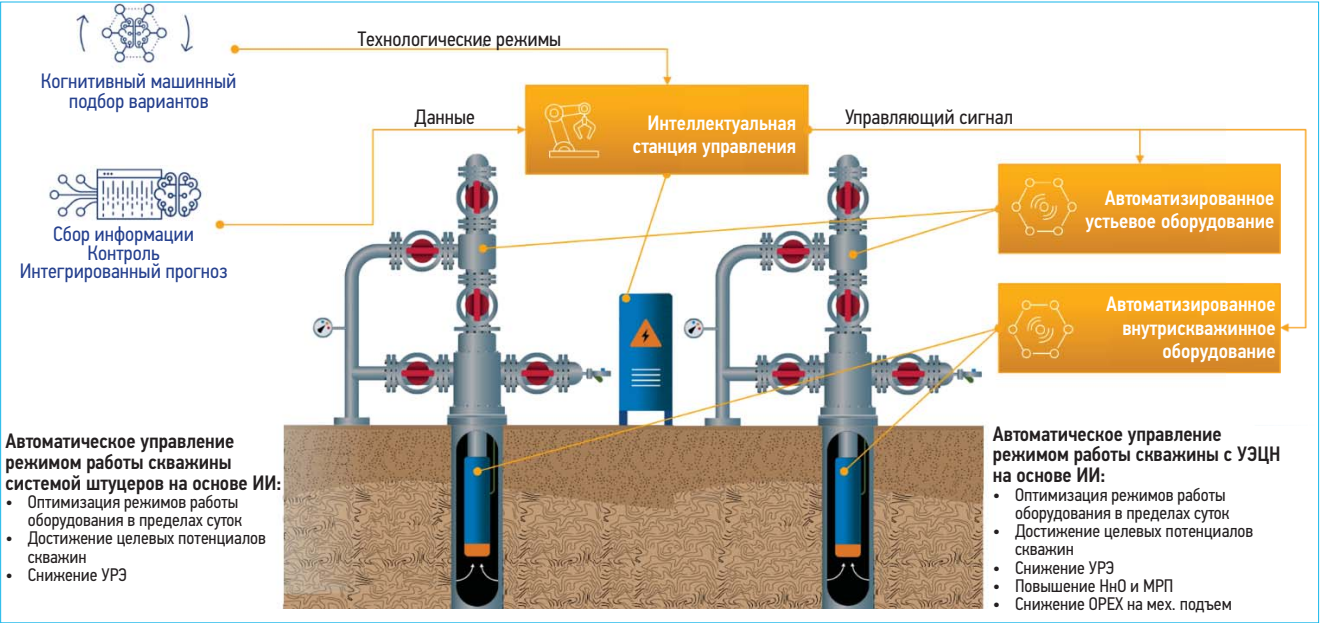


Рис. 9. Оборудование в составе КСО № 1 по стадиям ЖЦС

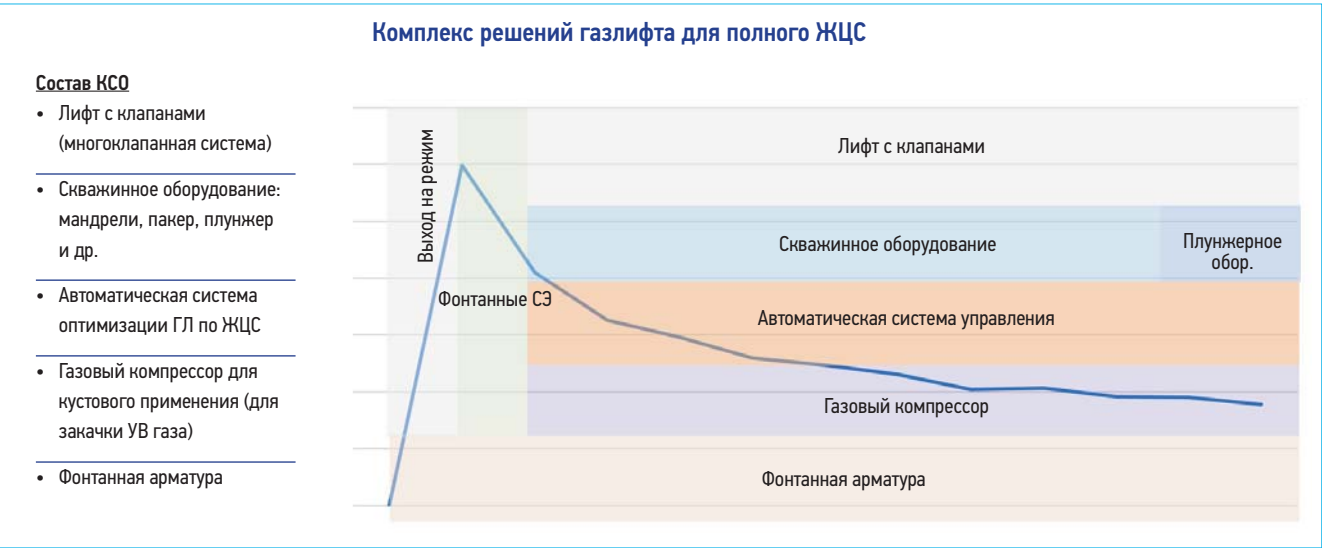


Рис. 10. Оборудование в составе КСО № 2 по стадиям ЖЦС

ной Сибири, включая огромный опыт применения, развитый рынок насосного сервиса, наличие сервисных баз. Перспективные разработки данного КСО в РФ ведут АО «ЛЕПСЕ», Новомет и «Борец».

– КСО на основе газлифта – система для полного ЖЦС с увеличенной производительностью до 400 м³/сут и применением гибридных решений по переменному ГЛ (ПГЛ) и гибридной форме газлифт + плунжер-лифт

жер лифт (ГЛ-ПЛ; plunger assisted gas lift, PAGL). Высокая подтвержденная эффективность газлифта на сланцевой добыче в мире и многообразие условий баженковской свиты обуславливают высокую потенциальную значимость для добычи сланцевой нефти в РФ.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ В СТАТЬЕ:

ВНР – выход на режим
ВСО – внутрискважинное оборудование
ГЛ – газлифт
ГЛ-ПЛ (PAGL/GAPL) – комбинация газлифта и плунжер-лифта (plunger-assisted gas lift/gas-assisted plunger lift)
ГС – горизонтальная скважина, горизонтальный ствол
ГФ – газовый фактор
ГРП – гидроразрыв пласта

ЖЦС – жизненный цикл скважины
КСО – комплекс скважинного оборудования
LTO – light tight oil (легкая нефть, нефть низкопроницаемых пластов с низким содержанием серы)
МГРП – многостадийный гидроразрыв пласта
ПГЛ – переменный газлифт
ПЛЭН – погружной линейный электронасос
РММ – двигатель на постоянных магнитах
СУ – станция управления
СЭ – способ эксплуатации
ШГН – штанговый глубинный насос
ЭЦН – электроцентробежный насос

Список литературы / References

1. World Shale Resource Assessments. The U.S. Energy Information Administration (EIA). Available at: <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshale-gas/>.
2. Statistical Review of World Energy. British Petroleum. Available at: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>. – 06.2020.
3. World Oil Outlook. Organization of the Petroleum Exporting Countries. Available at: <https://www.opec.org/pdf-download/>.
4. Shale Trends Report 2020. Available at: <https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/>.
5. Canada Energy Regulator. Available at: <https://www.cer-rec.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/snpst/2017/06-03cndntghtprdcn-eng.html>.
6. Vaca Muerta Field Trip Presentation (YPF, 2019). Available at: <https://www.ypf.com/english/investors/Paginas/Presentations.aspx>.
7. BP Energy Outlook 2040. Available at: <https://www.google.com/search?client=safari&rls=en&q=BP+Energy+Outlook+2040&ie=UTF-8&oe=UTF-8>.
8. Vaca Muerta shale oil fast becoming YPF's main growth driver. BNAmericas. Available at: <https://www.bnamerica.com/en/features/vaca-muerta-shale-oil-fast-becoming-ypfs-main-growth-driver>.
9. Drilling Productivity Report. Available at: <https://www.eia.gov/petroleum/drilling/>.
10. Kolawole O., Gamadi T., Bullard D. *Comprehensive Review of Artificial Lift System Applications in Tight Formations*. SPE-196592-MS. – 2019.
11. Oil Extraction/ Canadian Association of Petroleum Producers. Available at: <https://www.capp.ca/oil/extraction/>.
12. Argentina's untapped shale spurs search for next oil and gas giant: Fuel for Thought. S&P Global Insights. – 2019. Available at: <https://blogs.platts.com/2019/06/11/argentina-untapped-shale-oil-gas/>.
13. Quishpe A.R., Alonso K.S., Claramunt J.I.A., Barros J.L., Bizzotto P., Ferrigno E., Martinez G. *Innovative Artificial Intelligence Approach in Vaca Muerta Shale Oil Wells for Real Time Optimization*. SPE-195940. – 2019. – 19 p.
14. Jia C., Zou C., Li J., Zheng M. Evaluation criteria, major types, characteristics and resource prospects of tight oil in China. *Petroleum Research*. 1. 1-9. 10.1016
15. Энергетическая стратегия России до 2035 года. Минэнерго. – 2015. [The Russia Energy Strategy to 2035. MinEnerg. – 2015. Available at: http://www.rspvpo.ru/attachments/Energ_strategi_Novak.pdf]
16. Горючие сланцы, сланцевая нефть, сланцевый газ. Neftgaz.ru. – 2012. [Shale oil and Shale gas. Neftgaz.ru. – 2012. Available at: <https://neftgaz.ru/tech-library/energoresursy-toplivo/141700-goryuchie-slantsy-slantsevaya-neft/>]
17. Artificial lift. Spears & Associates. Available at: <https://spearsresearch.com/reports/artificial-lift>.
18. Путь наверх // Сибирская нефть, Приложение «Нефть. Просто о сложном». 2015. № 126. [Way up // Siberian Oil, Appendix "Oil. Just about complicated things." 2015. No. 126 (In Russ.). Available at: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2015-november-projects/1109736/>]
19. American Oil & Gas Historical Society. Available at: <https://aoghs.org>.
20. Compare Artificial Lift Methods. AccessESP. Available at: <https://accessesp.com/artificial-lift-systems-comparison/>.
21. Artificial Lift Systems and The 5 P's. Halliburton. Available at: <https://halliburtonblog.com/artificial-lift-and-the-5-ps/>.
22. Walzel B. Shifting The Focus To Optimized Production/ Hart Energy. Available at: <https://www.hartenergy.com/exclusives/shifting-focus-optimized-production-31344>.
23. Pankaj P., Patron K.E., Lu H. *Artificial Lift Selection and Its Applications for Deep Horizontal Wells in Unconventional Reservoirs*. URTeC:2875180. – 2018
24. ООО "Производственная компания «Борец»". [LLC "Production company "Borets" (In Russ.). Available at: <http://www.borets.ru>]
25. ChampionX Corporation. Available at: <http://www.apergy.com>.
26. Центральное диспетчерское управление топливно-энергетического комплекса. [Central dispatch office of the fuel and energy complex (In Russ.). Available at: <http://www.cdu.ru>]
27. Gonzalez G., Loaiza C. *Improving Gas Separation in ESP for Unconventional Wells in 5-1/2" Casing. Case Studies in the Permian Basin*. SPE-194418-MS. – 2019.
28. Pronk B., Elmer W., Harms L., Nelle W. *Single Point High Pressure Gas Lift Replaces ESP in Permian Basin Pilot Test*. SPE-195180-MS. – 2019
29. Successfully Replaces Rod Lift System in Low-Flow Well. Summit ESP, Halliburton. – 2018. Available at: https://www.halliburton.com/content/dam/ps/public/artificial_lift/contents/Case_Histories/case-study-summit-esp-replaces-rod-lift.pdf

ПРИМЕНЕНИЕ СИСТЕМНОЙ ИНЖЕНЕРИИ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ЗАТРАТ КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НЕФТИ И ГАЗА

А.Н. Коркишко, к.т.н., Д.И. Глухих, К.А. Опольский

Тюменский индустриальный университет

Электронный адрес: gluhidmitry@gmail.com

В статье предложен путь решения задачи по уменьшению стоимости капитального строительства на месторождениях нефти и газа с помощью применения метода системной инженерии. Показаны возможности системной инженерии в снижении стоимости капитального строительства. Рассмотрен пример использования системной инженерии на этапе концептуального проектирования при расположении куста скважин.

Ключевые слова: системная инженерия, капитальное строительство, организация строительства, капитальные вложения, куст скважин, концептуальный инжиниринг

APPLYING SYSTEM ENGINEERING TO REDUCE CAPITAL CONSTRUCTION COSTS
IN OIL AND GAS FIELDS

A.N. Korkishko, D.I. Glukhikh, K.A. Opolskiy

Industrial university of Tyumen, RF, Tyumen

The article proposes solving way the problem of reduction in the expenditure on the permanent construction of oil and gas fields using systems engineering methods. There is shown system engineering ability to reduce permanent construction costs. The text considered an example of systems engineering using the conceptual design stage for the location of a well cluster.

Keywords: systems engineering; permanent construction; construction management; capital expense; operating expense; cluster; conceptual engineering

<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-1-76-82>

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время нефтедобывающие компании вынуждены переходить к разработке месторождений со сложной геологией и географией, нетрадиционные коллекторы требуют новых методов разработки. В большинстве случаев это приводит к увеличению затрат на добычу. Вместе со сложностью добычи добавляется фактор удаленности, за ним следует возрастание затрат на транспортировку оборудования, сотрудников, нефти и газа. Для рентабельного освоения таких месторождений необходимы новые подходы к проектированию, снижающие капитальные и операционные расходы. Например, для повышения рентабельности удаленных залежей активно изучается концепция безлюдной добычи [1], для сложных геологических условий – концепция умного месторождения [2]. Для абсолютно любого месторождения уместно применить подход системной инженерии (СИ). СИ распространяется на сложные системы, такие как современный автомобиль, метеорологический спутник, метро. Применяется СИ и в нефтегазовой промышленности. Так, в ра-

боте [3] представлена оценка экономической эффективности СИ в нефтегазовых проектах, в статье [4] рассмотрены подходы системной инженерии для создания IT-продукта интегрированной оценки стоимости скважин. Целью данной работы является демонстрация применения метода СИ, повышающего рентабельность освоения активов нефтегазовой компании за счет уменьшения стоимости капитального строительства.

В статье рассмотрено приложение метода СИ на этапе концептуального проектирования. В рассмотренном примере приложение СИ позволило выявить возможные риски при расположении куста скважин и избежать дополнительных вложений. Полученные результаты продемонстрировали возможности метода СИ в снижении стоимости капитального строительства на этапе концептуального проектирования.

МЕТОДОЛОГИЯ

Системная инженерия – методология проектирования сложных систем, в которой ключевое внимание уделяется выявлению потребностей

всех заинтересованных сторон, на основе которых формируется комплекс требований к системе в целом и ее составляющим, далее разрабатывается архитектура и варианты ее физического исполнения, удовлетворяющие необходимым требованиям. При этом большое внимание уделяется вопросу сокращения затрат на капитальные вложения и операционные издержки как при создании, так и при обслуживании системы. Подход системной инженерии подразумевает выполнение последовательных шагов, которые для сферы капитального строительства можно представить следующим образом:

- определение заинтересованных сторон – стейкхолдеров, их потребностей, возможности системы и подсистем;
 - определение требований к системе и подсистемам;
 - предварительное проектирование. Разработка функций и состава системы;
 - детальное проектирование системы, подсистем и модулей;
 - тестирование, верификация, валидация;
 - контрактование, определение сроков поставки;
 - строительно-монтажные работы (СМР).
- В СИ наибольшее внимание уделяется ранним шагам (1–3) и тестированию. Далее мы представим выполнение этих шагов на этапе концептуального проектирования (этап выбора) при размещении куста скважин.

ЭТАП КОНЦЕПТУАЛЬНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ (ЭТАП ВЫБОРА). УВЯЗКА ПОДЗЕМНОЙ И НАЗЕМНОЙ ЧАСТИ КУСТА

Во многих отношениях системная инженерия – это поиск баланса между конфликтующими целями. Системный инженер концен-

трирует внимание на всей системе, принимая те или иные решения в зависимости того, как они влияют на систему в целом. Чтобы обеспечить такое комплексное решение, необходимо увязывать различные предметные области [5]. Рассмотрим пример приложения метода СИ на этапе концептуального проектирования, где необходимо увязать разные дисциплины. В данном случае целевой системой с точки зрения системной инженерии выступает куст скважин.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАИНТЕРЕСОВАННЫХ СТОРОН

Сначала определим заинтересованных – стейкхолдеров и их интересы. Схема заинтересованных представлена на рис. 1. Компания-недропользователь характеризуется высокой заинтересованностью в корректном и наиболее выгодном расположении кустовой площадки, которое обеспечит достижение скважинами целевого интервала и дальнейшую планируемую рентабельную эксплуатацию. Сервисные компании – специалисты, выполняющие бурение, инженерную подготовку, строительно-монтажные работы и инженерную обвязку кустовой площадки. Заинтересованы в расположении куста, которое обеспечит соблюдение количества скважин, их координаты в соответствии с допустимыми профилями скважин, достижимость куста инженерными коммуникациями. При некорректном расположении куста скважин работы могут быть осложнены – увеличится стоимость и сроки.

Государство выступает в роли бенефициара. Заинтересовано в пополнении бюджета, сохранении экологии, памятников природы и истории.

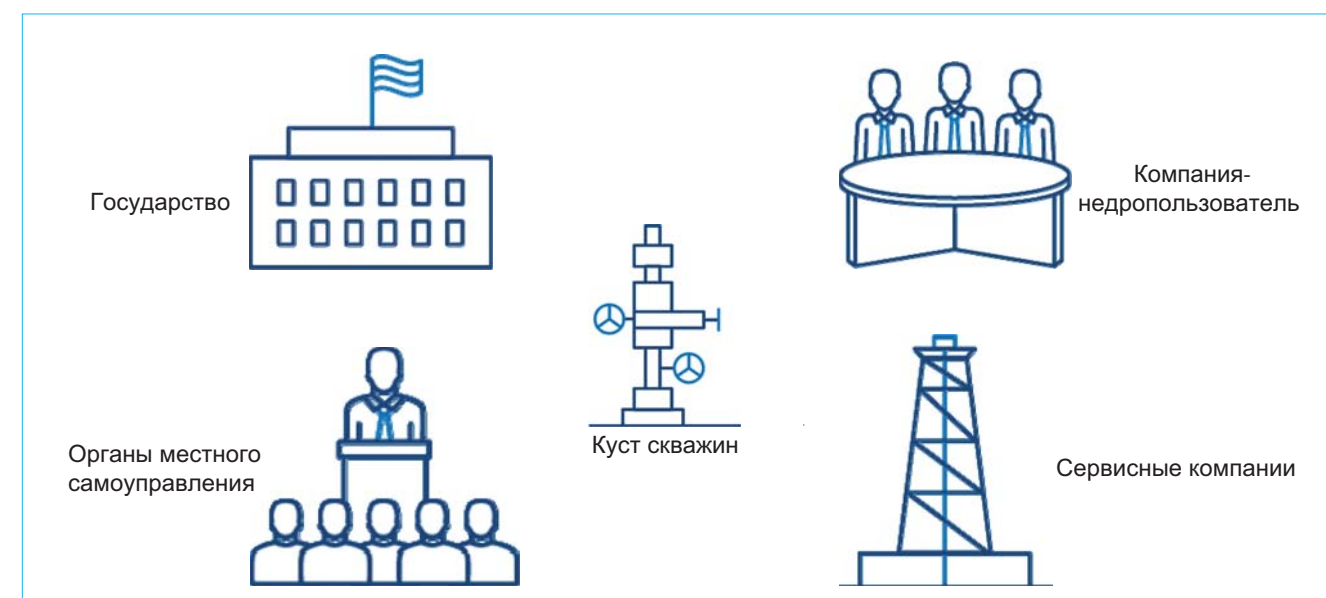


Рис. 1. Заинтересованные стороны куста скважин

ПОЛУЧЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОДЕМОНСТРИРОВАЛИ ВОЗМОЖНОСТИ МЕТОДА СИСТЕМНОЙ ИНЖЕНЕРИИ В СНИЖЕНИИ СТОИМОСТИ КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА НА ЭТАПЕ КОНЦЕПТУАЛЬНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ. МЕТОД ПОЗВОЛЯЕТ ОЦЕНИТЬ РИСКИ, ОПРЕДЕЛИТЬ СТОИМОСТЬ ЗАТРАТ ПРИ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТАХ ПРОЕКТИРОВАНИЯ, ИЗБЕЖАТЬ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ И ПРИНЯТЬ ОПТИМАЛЬНОЕ РЕШЕНИЕ.

Органы местного самоуправления заинтересованы в пополнении бюджета, в соблюдении интересов местного населения. Могут быть затронуты интересы, связанные с хозяйственной деятельностью населения в пределах лицензионного участка.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ К СИСТЕМЕ

Опираясь на интересы стейкхолдеров, определяем далее требования к системе. Куст скважин должен обеспечивать:

- разработку актива по запланированному профилю добычи;
- достижение целевых интервалов при допустимых профилях скважин;
- рентабельную разработку актива;
- сохранность интересов органов администрации и местных жителей.

Последнее требование является решающим. Оно выполнится в том случае, если капитальные и операционные затраты будут минимальными, а дисконтированный денежный поток, получаемый от сбыта скважинной продукции куста, – максимальным. Чтобы повысить рентабельность за счет снижения затрат на этапе капитального строительства, требуется расположить куст в наиболее выгодном месте и по возможности удовлетворить требования всех заинтересованных, снизив возникновение рисков. Для этого необходимо в комплексе оценивать подземную и наземную часть куста.

Рассмотрим, какие риски могут возникнуть в случае посадки куста без увязки с поверхностью.

- Площадка находится в водоеме. Следствие – многократное увеличение затрат на инженерную подготовку.
- Площадка находится на заболоченной местности. Следствие – увеличение затрат на инженерную подготовку.
- Площадка находится на острове между русел анастомозирующей реки. Следствие – дополнительные затраты на мостовые сооружения, увеличение затрат на коммуникации.
- Площадка находится на частной территории. Следствие – дополнительные затраты на выкуп территории у владельца.
- Площадка находится на территории памятника природы. Следствие – большая вероятность полной невозможности реализации куста.

ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ

Наступает третий этап – предварительное проектирование системы. Рассмотрим пример: сравнение концептуальных схем расположения куста месторождения N с заданными точками входа в целевые интервалы (рис. 2). Скважины наклонно-направленные. Первый вариант расположения отличается равным удалением куста от рядов запланированных точек входа. Куст размещен на болоте, что потребует дополнительных затрат на инженерную подготовку. Второй вариант расположения предполагает смещение куста с болота, но на частную территорию. Со смещением куста уменьшатся затраты на инженерную подготовку (ИП), требование рентабельности выполнится с большей вероятностью [6]. Однако смещение куста подразумевает изменение профилей скважин, что влечет за собой дополнительные риски:

- разрыв резьбового соединения насосно-компрессорных труб (НКТ) в результате увеличения количества и общего веса НКТ;

- недостаток грузоподъемности буровой установки;
 - неспособность бурового станка выдержать интенсивность набора зенитного угла;
 - увеличение сроков бурения в результате уменьшения скорости проходки;
 - ограничения применения скважинных приборов для исследований;
 - попадание в геологически неблагоприятные зоны, например зоны обвалов и катастрофических поглощений промысловой жидкости.
- Наряду с рисками возникает ряд дополнительных возможных затрат:
- удорожание из-за применения тонкостенных НКТ;
 - удорожание из-за необходимости применения искусственных отклонителей, таких как кривые переводники, эксцентричные ниппели, отклоняющие клинья;
 - удорожание из-за необходимости применения бурового станка большей грузоподъемности;
 - плата за выкуп территории.
- Исходя из приведенного массива данных, выделяются следующие переменные, формирующие стоимость метра проходки скважины:
- цена бурильных труб;
 - цена насосно-компрессорных труб;
 - затраты на эксплуатацию буровой установки;
 - затраты на применение отклонителей (при необходимости).

ЭТАП ТЕСТИРОВАНИЯ

В целях уточнения возможности осуществления каждого из вариантов и определения оптимального проведем сравнительный анализ. Для наиболее точных результатов необходимо рассчитать длину стволов скважин обоих вариантов расположения куста. Каждая скважина наклонно-направленная, имеет профиль, представленный на рис. 3. Допущения для расчета:

- не учтено увеличение длины ствола скважины из-за участков кривизны;

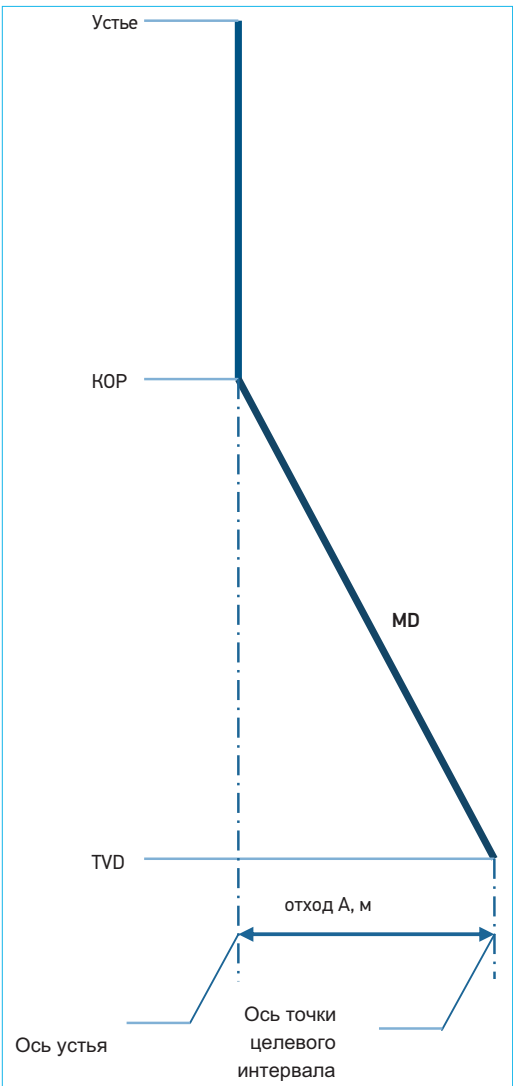


Рис. 3. Профиль скважины

- не учтено азимутальное искривление (плоский профиль).
- Расчет длины ствола скважины (MD) производится по формуле:

$$MD_i = KOP + \sqrt{(TVD_i - KOP)^2 + A^2} + L_{гор}, \quad (1)$$

Таблица 1. Сравнение проходки скважин для двух вариантов расположения куста

Вариант 1		
Скв.	Отход, А, м	Длина участка бурения, MD, м
1	810	2670
2	610	2598
3	530	2574
4	573	2587
5	741	2643
6	815	2672
7	609	2598
8	528	2574
9	583	2590
10	756	2649
Итого		26153

Вариант 2		
Скв.	Отход, А, м	Длина участка бурения, MD, м
1	545	2579
2	273	2520
3	107	2503
4	283	2522
5	567	2585
6	1047	2776
7	921	2717
8	872	2695
9	943	2726
10	1045	2775
Итого		26397

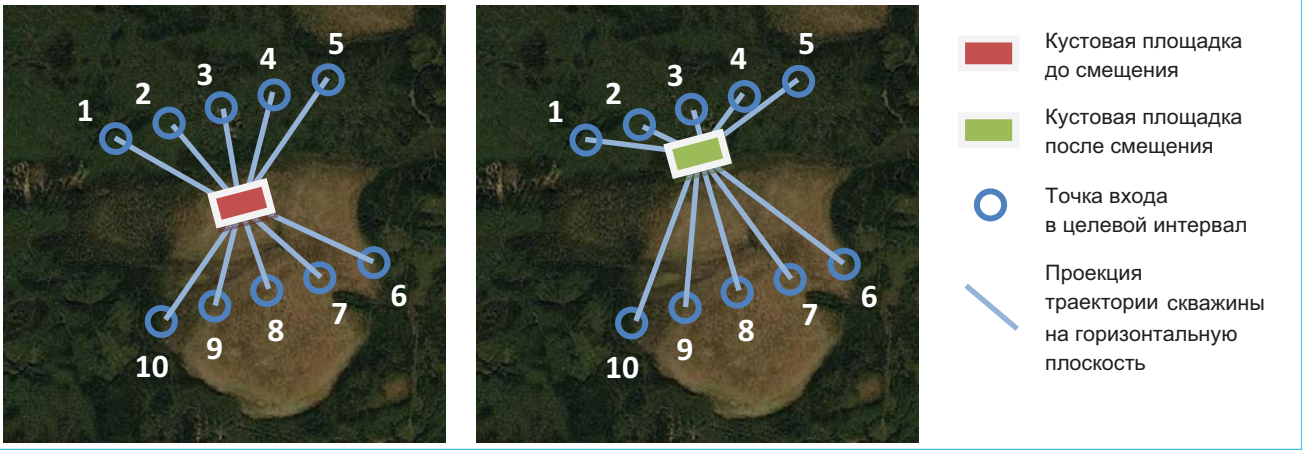


Рис. 2. Сравнение концептуальных схем расположения куста

где TVD – глубина подошвы пласта по вертикали, в данном примере 2500 м; KOP – глубина начала набора угла, в данном примере 650 м; А – отход скважины от вертикали, м (в соответствии с **табл. 1**); Lгор – длина горизонтального участка, м (в рассматриваемом случае отсутствует). Для двух вариантов KOP, TVD не изменяются. Полученные результаты длин стволов скважин MD занесены в **табл. 1**. В **табл. 1** показано, что общая длина скважин увеличилась на 244 метра после смещения куста. Следующим шагом необходимо оценить возможность возникновения риска непригодности бурового станка, связанного с недостатком грузоподъемности. Наиболее протяженная скважина под номером 6, длина ствола до и после смещения составляет 2672 и 2776 м соответственно. Следует провести расчет, определяющий необходимый буровой станок в обоих

вариантах. В **табл. 2** и **3** представлены максимальные глубины скважин для установок грузоподъемностью 160 и 250 т. Из расчета следует, что при соблюдении всех норм по безопасности станка грузоподъемностью 160 т будет недостаточно для проведения бурения обоих вариантов: максимальная глубина 2530,7 м. Однако станок грузоподъемностью 250 т подходит в обоих случаях (максимальная глубина 4081,53 м). Так как буровой станок грузоподъемностью 160 т не подходит для бурения, для дальнейшей проработки принимается только станок 250 т. Далее необходимо провести расчет в части обсадных колонн для типовой скважины на продуктивный горизонт 2500 м. Принимаем во внимание, что бурение не осложнено различными пластами, способными поглощать буровой раствор или давать аномально высокое давление. Появляется возможность отказаться

Таблица 2. Максимальная глубина по стволу для буровой установки грузоподъемностью 250 т

Элемент КНБК	Длина, м	Описание компонента	Глубина по стволу, м	Вес, кг/м	Вес секции, т
Бурильные трубы	3642,1	Бурильные трубы	3642,13	34,82	126,82
КНБК	50	УБТ	3692,13	73,96	3,70
	10	Ясс	3702,13	102,48	1,02
	50	УБТ	3752,13	73,96	3,70
	300	Бурильные трубы	4052,13	34,82	10,45
	10	Немагнитная УБТ	4062,13	143,92	1,44
	11	Телесистема	4073,13	156,38	1,72
	8	ВЗД	4081,13	138,59	1,11
	0,4	Долото	4081,53	115	0,05
Максимально возможный вес буровой установки грузоподъемностью 250 т согласно ПБ					150,00

Таблица 3. Максимальная глубина по стволу для буровой установки грузоподъемностью 160 т

Элемент КНБК	Длина, м	Описание компонента	Глубина по стволу, м	Вес, кг/м	Вес секции, т
Бурильные трубы	2091,3	Бурильные трубы	2091,30	34,82	72,82
КНБК	50	УБТ	2141,30	73,96	3,70
	10	Ясс	2151,30	102,48	1,02
	50	УБТ	2201,30	73,96	3,70
	300	Бурильные трубы	2501,30	34,82	10,45
	10	Немагнитная УБТ	2511,30	143,92	1,44
	11	Телесистема	2522,30	156,38	1,72
	8	ВЗД	2530,30	138,59	1,11
	0,4	Долото	2530,70	115	0,05
Максимально возможный вес буровой установки грузоподъемностью 160 т согласно ПБ					96,00

Таблица 4. Расчет обсадных колонн

Секция	Длина, м	Глубина по стволу, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Вес, кг/м	Описание компонента	Вес секции, т	Вес секции ПБ, т	Грузоподъемность буровой установки, т	Макс. грузоподъемность
Направление	50	50	323,9	304,9	76	Обсадная колонна	3,80	4,22	250	225
Кондуктор	650	650	244,5	220,4	59,62	Обсадная колонна	38,75	43,06	250	225
Эксплуатационная колонна	5757	5757	177,8	159,4	39,08	Обсадная колонна	–	225,00	250	225

Табл. 5. Сравнение удорожания ИП на болоте и удорожания бурения после смещения куста с болота

Вариант 1			Вариант 2		
Необходимый объем песка на куст (ИП), м³	353700,00	Коэффициент увеличения объема песка для ИП на болоте = 3	Увеличение проходки, м	244	На основании данных из таблицы 1
Плата за песок, руб	8 842 500,00 р.	25 руб. за м³	Удорожание проходки	7 320 000 р.	30000 руб. за 1 м
Доставка песка (26,3 км)	212 220 000,00 р.	600 руб. – себестоимость доставки 1 м³ песка	Выкуп территории у собственника	5 000 000 р.	Цена определена собственником
Общее удорожание ИП на болоте по сравнению отсыпки на сухой местности	147 375 000,00 р.	Увеличение затрат на отсыпку из-за болота	Общее удорожание	12 320 000 р.	Размер увеличения затрат в результате увеличения проходки и выкупа территории

от технической колонны и построить трехнолонную скважину. Проведем расчет обсадных колонн и занесем результаты в **табл. 4**. Кондуктор прокладывается на глубину залегания многолетнемерзлых пород (ММП), однако при необходимости возможно более глубокое бурение. Как видно из расчета в **табл. 4**, данный буровой станок с запасом перекрывает требуемую глубину бурения скважин как в первом, так и во втором варианте. Максимальная длина составляет 5757 м. На заключительном этапе необходимо проверить корректность набора зенитного угла бурения и возможность постройки скважины. Расчет зенитного угла производим для скважины под номером 6, так как она имеет наибольший отход от устья в обоих случаях. При расчете положения наклонного участка применялась формула:

$$\alpha = \arcsin \left(\frac{A}{MD - KOP} \right), \tag{2}$$

где α – зенитный угол в градусах. В первом варианте бурения зенитный угол скважины 6 составляет 23,7°, во втором варианте – 29,5°. Использование кривого переводника с односекционным турбобуром позволит набрать необходимый угол за 79 и 98,33 м соответственно при интенсивности искривления 3° на 10 м. Учитывая угол, глубину набора угла KOP и глубину залегания пласта TVD, можно сделать вывод о возможности бурения данных скважин с применением одного и того же кривого переводника с односекционным турбобуром. Максимальный зенитный угол для кривого переводника с односекционным турбобуром лежит в пределах 40°. Исходя из проведенного анализа определяется отсутствие в рассмотренном случае риска непригодности бурового станка в результате смещения куста с болота. Также стоит учесть риск повышенной нагрузки на трубную головку фонтанной арматуры. При увеличении общей длины ствола скважины и сохранении глубины подвязки электроцентробежного насоса (ЭЦН) увеличится количество НКТ, спущенных в скважину, следовательно, возрастет нагрузка на все резьбовые соедине-

ния. Конечно, в масштабах всей конструкции риски, вероятно, будут незначительные, однако может возникнуть необходимость использования тонкостенных НКТ в зоне ЭЦН, что вновь скажется на конечной стоимости. С точки зрения поверхностного обустройства также необходимо обратить внимание на геометрию коридора коммуникаций. Смещение куста может принести как выгоду с экономической точки зрения, так и дополнительные издержки для проекта. Для каждого куста целесообразно оценивать экономический эффект вместе с особенностями рельефа окружающей местности. В рассматриваемом случае примем равнозначные затраты на подвод коммуникаций в обоих вариантах. Последним шагом выполняем сравнение факторов удорожания и величину затрат для двух вариантов, результаты указаны в **табл. 5**. Из нее следует, что в данном случае выгоднее куст сдвинуть с болотистой местности, т.к. удорожание проходки незначительно по сравнению со стоимостью песка, необходимого для инженерной подготовки на болоте. Проведение этапа тестирования целевой системы «куст скважин» определило наиболее выгодный вариант размещения: перемещение куста с болота, что повысит рентабельность куста. Смещение куста не влечет необходимость изменения бурового оборудования – профили скважин остаются допустимыми. Исходя из приведенного массива данных, необходимо еще раз обозначить важность и актуальность методов системного инжиниринга. Так, при корректном учете всей вариативности расположения кустовой площадки, всех рисков и факторов стоимости можно в значительной мере повысить рентабельность проекта. И, наоборот, при системных ошибках в выборе зон кустования существует вероятность потери значительной части прибыли от реализации проекта.

Выводы

В данной статье мы смогли продемонстрировать возможности СИ для повышения эффективности процесса концептуального проектирования и дальнейшего снижения капитальных затрат.

Согласно общей последовательности шагов СИ был проанализирован круг лиц, чьи интересы затрагивает куст скважин, определены возможные риски, которые могут возникнуть при размещении куста и изменении профилей скважин. Выявлено, что при недостаточной оценке особенностей поверхности могут возникнуть дополнительные капитальные вложения. В рассмотренном кейсе перенос куста скважин в сторону с болота позволил снизить капитальные затраты на ИГП, несмотря на увеличение общей длины бурения. Статья показала возможности метода СИ в снижении стоимости капитального строительства на месторождениях нефти и газа.

Сфера применения СИ может не касаться строительства, а быть направленной на смежные дисциплины. Выявление, оценка рисков и временных позволяет принимать оптимальное решение. Комплексный взгляд помогает найти ресурсы для сокращения капитальных затрат. Нефтегазовые компании заинтересованы в сохранении и увеличении своей доходности, а также в максимально эффективной разработке активов. Инструментом для достижения этих целей может являться системная инженерия.

О ПРОВЕДЕНИИ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ОБУСТРОЙСТВА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

С.С. Иванов, к.т.н., М.Ю. Тарасов, к.т.н.
ПАО «Гипротюмненнефтегаз»

Электронный адрес: Ivanov@gtnng.ru

В статье обоснована необходимость выполнения дополнительных экспериментальных исследований пластовых флюидов, результаты которых используются в качестве исходных данных при выполнении проектов обустройства нефтяных месторождений. Кратко охарактеризованы методики проведения экспериментальных исследований, используемые в ПАО «Гипротюмненнефтегаз», и описаны их основные особенности.

Ключевые слова: проектирование и разработка нефтяных месторождений, проектирование обустройства месторождений, пластовый флюид, исследования свойств нефти, коррозия, ингибиторы, солеотложение, реологические свойства нефти

ON CONDUCTING ADDITIONAL EXPERIMENTAL STUDIES OF THE PROPERTIES OF RESERVOIR
FLUIDS IN THE DESIGN OF OIL FIELD DEVELOPMENT

S.S. Ivanov, M.Y. Tarasov
Giprotyumenneftegaz P JSC, RF, Tyumen

The article substantiates the need to perform additional experimental studies of reservoir fluids, the results of which are used as input data for the implementation of oil field development projects. The methods of experimental research used in «Giprotyumenneftegaz» are briefly described and their main features are described.

Keywords: field design and development, field development planning, reservoir fluid, studies of the properties of oil, corrosion, inhibitor, salt deposition, oil rheological properties

<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-1-83-87>

При проектировании обустройства нефтяных месторождений в качестве исходных данных для проведения технологических расчетов, как правило, рекомендуется использовать данные по составу и свойствам пластовых флюидов (нефть, газ, водонефтяная эмульсия), полученные на этапах разведки, подсчета запасов и приведенные в соответствующих технологических документах. Однако для принятия обоснованных технико-технологических решений при проектировании объектов сбора, подготовки и транспорта нефти, газа и воды необходимо проведение дополнительных экспериментальных исследований, не являющихся обязательными. К таким исследованиям можно отнести:

- реологические исследования нефти и водонефтяных эмульсий в широком диапазоне температур и обводненности;
- исследование процессов образования асфальто-смоло-парафиновых отложений

(АСПО) в нефтегазовом оборудовании и трубопроводах, выбор ингибиторов АСПО и депрессорных присадок, исследование эффективности ингибирования и депрессорного эффекта;

- исследование процессов образования отложений солей в нефтегазовом оборудовании и трубопроводах, выбор ингибиторов солеотложения и исследование эффективности ингибирования;
- исследования по обезвоживанию нефти для определения основных технологических параметров подготовки нефти;
- исследования по очистке подтоварной воды от нефтепродуктов и механических примесей для определения основных технологических параметров подготовки воды;
- исследования коррозионной активности вод для выбора сталей и определения противокоррозионных мероприятий.

Список литературы

1. Кибирев Е.А., Кузьмин М.И., Зацепин А.Ю., Клинов Е.В. Безлюдные месторождения: настоящее и будущее // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2020. – № 1 (15). – С. 64–68. <https://doi.org/10.24887/2587-7399-2020-1-64-68>
2. Грецкий Р. Третья пятилетка / Грецкий Р. // Сибирская нефть. – 2014. – № 108 – С. 34–38. <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2014-january-february/1104523/>
3. Glukhikh I.N., Mozhchil A.F., Pisarev M.O., Arzykulov O.A.u., Nonieva K.Z. Evaluating the Cost Efficiency of Systems Engineering in Oil and Gas Projects // Appl. Syst. Innov. – 2020. – № 3 (3). – С. 39–50. <https://doi.org/10.3390/asi3030039>
4. Максимов Ю.В., Созоненко Г.В., Карачев А.А., Хомицкий А.Н., Березовский А.Н., Третьяков С.В. Подходы системной инженерии для создания ИТ-продукта интегрированной оценки стоимости скважин // Нефтяное хозяйство. – 2019. – №12 – С. 33–37. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-12-33-37>
5. Kossiakoff A., Sweet W.N., Seymour S.J., Biemer S.M. Systems Engineering Principles and Practice, 2nd ed. – Hoboken, NJ, USA: John Wiley and Sons, 2011.
6. Коркишко А.Н. Особенности разработки и экспертизы проектно-сметной документации на сухоройные карьеры песка в районах вечной мерзлоты для обустройства нефтяных и газовых месторождений // Инженерный вестник Дона. – 2015. – Т. 38. – № 4 (38). – С. 76–78.

References

1. Kibirev E.A., Kuz'min M.I., Zatsepin A.Yu., Klinkov E.V. Unmanned oil field: present and the future. *PRONEFT` . Professional`no o nefti = PRONEFT. Professionally about oil*. 2020, no. 1 (15), pp. 64–68. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/2587-7399-2020-1-64-68>
2. Greczkij R. The third five-year plan. *Siberian oil J*. 2014, no. 108, pp. 39–50. (In Russ.)
3. Glukhikh I.N., Mozhchil A.F., Pisarev M.O., Arzykulov O.A.u., Nonieva K.Z. Evaluating the Cost Efficiency of Systems Engineering in Oil and Gas Projects. *Appl. Syst. Innov.* 2020, no. 3 (3), pp. 34–38. <https://doi.org/10.3390/asi3030039>
4. Maksimov Yu.V., Sozonenko G.V., Karachev A.A., Xomiczkij A.N., Berезovskij A.K., Tret'yakov S.V. System engineering approaches to develop software for integrating well cost estimation. *Neftyanoye khozyaystvo = Oil industry. J*. 2019, no. 12, pp. 33–37. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-12-33-37>
5. Kossiakoff A., Sweet W.N., Seymour S.J., Biemer S.M. *Systems Engineering Principles and Practice*. 2nd ed. Hoboken, NJ, USA: John Wiley and Sons, 2011.
6. Korkishko A.N. Features of the development and expert appraisal of design and estimate documentation for dry sand quarries in permafrost regions for the oil and gas fields development. *Inzhenerny` j vestnik Dona = Don's Engineering Gazette*. 2015, vol. 38, no. 4 (38), pp. 76–84. (In Russ.)

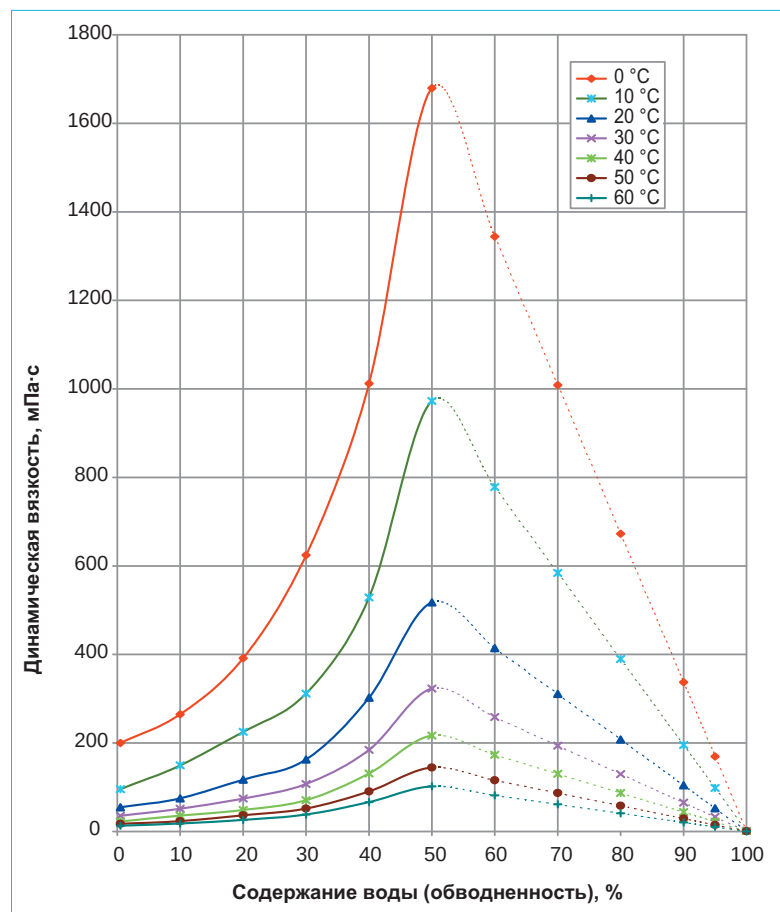


Рис. 1. Зависимость динамической вязкости нефтяных эмульсий месторождения «Ч» от обводненности при разных температурах

При проектировании технологических объектов обустройства, общих для нескольких месторождений, продукция скважин которых может быть смешана при подготовке и транспортировке, к дополнительным исследованиям могут быть отнесены и исследования физико-химических свойств смесей нефтей этих месторождений. Аналогичные исследования должны быть проведены и в случае смешения на одном месторождении нефтей с резко различающимися физико-химическими свойствами по пластам. В настоящее время ряд недропользователей, планирующих обустройство новых объектов, поручают проведение вышеперечисленных исследований специализированным научно-исследовательским организациям и результаты этих исследований прикладывают в качестве исходных данных к заданиям на проектирование объектов обустройства. Если же такие исследования не проведены своевременно, то у проектной организации есть следующие варианты решения проблемы:

- согласовать с недропользователем объекты-аналоги, результаты исследований для которых могут быть использованы при проектировании;
- провести дополнительные исследования. Сложность постановки дополнительных исследований заключается в том, что, во-первых, время для их проведения ограничено и, во-вторых

(и это более критично), не всегда есть возможность отбора представительных проб для исследований.

Ниже приведены краткие описания методик, по которым проводятся дополнительные исследования в ПАО «Гипротюменнефтегаз», и охарактеризованы их основные особенности.

МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕФТИ И ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

Реологические свойства проб нефти и водонефтяных эмульсий определяют на ротационном вискозиметре «Реотест 2.1» по аттестованной методике, изложенной в стандарте нашей организации СТО 00147329–002–2012 [1]. Исходная проба нефти должна быть условно безводной, при наличии в пробе некоторого количества воды допускается осушка пробы хлористым кальцием. Искусственные водонефтяные эмульсии для измерений вязкости готовят в пропеллерной мешалке, скорость перемешивания 2500–3500 об./мин, время перемешивания 15–30 мин, температура приготовления эмульсий 20 ± 2 °C. В качестве водной фазы используют либо пластовую воду, либо имитат – искусственно минерализованную воду, аналог пластовой воды.

На рис. 1 в качестве примера представлена зависимость вязкости нефти и водонефтяных эмульсий от обводненности при различных температурах. В данном примере при обводненности исследуемой нефти более 50 % эмульсия не образуется, а формируется расслоенная водонефтяная смесь, содержащая эмульсию типа «вода в нефти» с обводненностью менее 50 %, и свободную воду. Область расслоения обозначена пунктирными линиями (рис. 1). Вязкость такой смеси можно назвать «кажущейся» или «эффективной», и для ее определения предлагается использовать следующую зависимость:

$$\eta_{смз} = \eta_i \frac{(1 - W_o)}{(1 - W_f)} + \eta_o \frac{(W_o - W_f)}{(1 - W_f)},$$

где $\eta_{смз}$ – вязкость расслоенной водонефтяной смеси, МПа·с; η_i – вязкость водонефтяной эмульсии в точке расслоения, МПа·с; η_o – вязкость водной фазы, МПа·с; W_o – общая обводненность смеси, доли объема; W_f – обводненность эмульсии в точке расслоения, доли объема.

Реологические исследования товарной (обезвоженной) нефти для проектирования систем транспорта производятся по вышеуказанной методике в диапазоне температур, определенных режимами транспорта.

МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТО-СМОЛО-ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Образование АСПО на поверхности оборудования и трубопроводов происходит в результате выпадения из нефти твердообразных асфальто-смолистых соединений и парафинов при понижении температуры. Эти вещества начинают образовывать структуры, которые способствуют изменению реологического поведения нефти. Параметрами, характеризующими процесс образования АСПО, являются:

- температура начала структурообразования, которая характеризует начало появления в нефти веществ, способных образовывать АСПО;
- температура начала образования АСПО, которая определяет начало появления отложений на поверхности труб и аппаратов;
- температура застывания нефти, которая характеризует переход нефти в твердообразное состояние.

Температура начала структурообразования может быть определена по результатам графического анализа реологических кривых (т.е. кривых зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига) или по результатам графического анализа зависимости двойного логарифма вязкости нефти от температуры [2]. Температура начала образования АСПО определяется с помощью специальной лабораторной установки методом «cold finger» («холодный стержень»), т.е. путем прямого измерения количества АСПО, выпавших на поверхности охлажденных до определенной температуры стержней, после их выдержки в специальных ячейках, заполненных исследуемыми образцами нефти. Температура застывания нефти и водонефтяных эмульсий определяется методом определения потери подвижности образца жидкости при охлаждении его с заданной скоростью в лабораторном аппарате для определения температур текучести и застывания ЛАЗ–М. В процессе охлаждения жидкости в этом аппарате на поверхности исследуемой жидкости, помещенной в ювету, создают контролируемый пневмоимпульс и фиксируют перемещение поверхности; при этом отсутствие перемещения означает потерю подвижности [3].

МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРОЦЕССОВ ОБРАЗОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ СОЛЕЙ В НЕФТЕГАЗОВОМ ОБОРУДОВАНИИ И ТРУБОПРОВОДАХ

Для прогнозирования вероятности образования солевых отложений проводится оценка стабильности попутно добываемой (пластовой)

воды, а также смеси пластовых вод с водой, зачисляемой в пласт, по отношению к выпадению солей – карбонатов кальция и магния, а также сульфата кальция. Оценка стабильности пластовой воды проводится по методике [4] путем определения индекса насыщения, при положительном значении которого предполагается выпадение солей, а при отрицательном значении – отсутствие осадка. Для предотвращения выпадения солей рекомендуется использовать ингибиторы солеотложения с защитным эффектом не менее 90 %. Методика подбора и определения защитного эффекта описана в [5].

МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРОЦЕССА ОБЕЗВОЖИВАНИЯ НЕФТИ

Существующая в ПАО «Гипротюменнефтегаз» методика определения технологических параметров подготовки нефти позволяет в лабораторных условиях моделировать процесс обезвоживания водонефтяных эмульсий и определять основные технологические параметры: температуру деэмульсации, расход реагента-деэмульгатора, время пребывания нефти (эмульсии) в зоне отстаивания аппарата [6, 7]. Последовательность действий согласно методике заключается в следующем. В лабораторию доставляется необработанная химическими реагентами представительная проба нефти, отобранная на скважине, кусте скважин или в сборном трубопроводе. Содержание воды в пробе должно быть минимальным. Первым этапом работ является приготовление водонефтяных эмульсий с заданным значением обводненности на специальной лабораторной установке (аналогично приготовлению эмульсий для реологических исследований). Оптимальные параметры приготовления: скорость перемешивания – 3000 об./мин, время перемешивания – 10 мин. Этот режим позволяет приготовить эмульсию, средний диаметр капель воды в которой составляет 3–10 мкм, что соответствует дисперсности промысловых эмульсий. После выдержки приготовленной эмульсии в течение 30 мин (для укрепления «бронирующих» оболочек на каплях воды и обеспечения агрегативной устойчивости эмульсии) в нее дозируют реагент-деэмульгатор и обрабатывают деэмульгатором при ин-

В СОСТАВ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ НЕОБХОДИМО ВКЛЮЧАТЬ РАСШИРЕННЫЙ КОМПЛЕКС РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ ДЛЯ ОЦЕНКИ ВОЗМОЖНОСТИ СМЕШЕНИЯ НЕФТИ С РАЗЛИЧНЫМИ СВОЙСТВАМИ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ, ПРИМЕНЕНИЯ ИНГИБИТОРОВ АСПО И СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ.

Таблица 1. Рекомендуемые основные технологические параметры «горячего» предварительного сброса воды и глубокого обезвоживания нефти месторождения «Н»

№ п/п	Параметр	Ед. изм.	Значение
1. Предварительный сброс воды			
Температура 40 °С			
1.1	Остаточное содержание воды в нефти	% масс.	менее 10
	Время пребывания жидкости в аппарате	мин.	не менее 10
	Расход деэмульгатора	г/т нефти	не менее 20
Температура 45 °С			
1.2	Остаточное содержание воды в нефти	% масс.	менее 10
	Время пребывания жидкости в аппарате	мин.	не менее 10
	Расход деэмульгатора	г/т нефти	не менее 15
2. Глубокое обезвоживание нефти			
Температура 40 °С			
2.1	Остаточное содержание воды в нефти	% масс.	менее 0,5
	Время пребывания жидкости в аппарате	мин.	не менее 40
	Расход деэмульгатора*	г/т нефти	не менее 20
Температура 45 °С			
2.2	Остаточное содержание воды в нефти	% масс.	менее 0,5
	Время пребывания жидкости в аппарате	мин.	не менее 25–30
	Расход деэмульгатора*	г/т нефти	не менее 10

Примечание: * – с учетом введенного перед ступенью предварительного сброса.

тенсивности перемешивания, моделирующей режим движения эмульсии в трубопроводе (300–500 об/мин). Затем обработанную эмульсию отстаивают при заданной температуре, определяют количество выпавшей воды за определенные промежутки времени и остаточное содержание воды в нефти после отстаивания. На основании результатов экспериментальных исследований определяются основные проектные технологические параметры обезвоживания нефти (табл. 1).

МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ОЧИСТКЕ ПОДТОВАРНОЙ ВОДЫ ОТ НЕФТЕПРОДУКТОВ И МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ

В лабораторных условиях возможна лишь предварительная оценка качества воды, отделяющейся от нефти в процессе обезвоживания. В исследованиях «горячего» предварительного сброса воды из нефти и глубокого обезвоживания нефти определяется также содержание нефтепродуктов в выделяющейся при разрушении эмульсий воде. Содержание нефтепродуктов в воде определяется колориметрическим методом. В качестве экстрагента нефтепродуктов из воды применяется хлороформ.

ОЦЕНКА КОРРОЗИОННОЙ АГРЕССИВНОСТИ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ

Коррозионную агрессивность попутно добываемой (пластовой) воды оценивают по методике [8]. Среди факторов, оказывающих максимальное влияние на механизм и интенсивность коррозии

промысловых трубопроводов и оборудования, следует выделить минерализованный состав пластовых вод, наличие агрессивных газов (углекислого газа, сероводорода, кислорода), коррозионно-опасных микроорганизмов, механических примесей, фазовый состав и режим течения транспортируемых сред и т.п. Агрессивность воды оценивается по шести эмпирическим коэффициентам, величины которых зависят от водородного показателя воды pH, количества растворенных агрессивных газов и содержания компонентов, в основном определяющих коррозионное воздействие воды на металл: хлоридов, гидрокарбонатов, кальция и магния. На основании полученного расчета определяется марка стали трубопроводов и оборудования, рекомендуются меры и средства по защите от коррозии скважин и нефтепромысловых трубопроводов. В качестве основного решения защиты от внутренней коррозии, вызываемой пластовой водой, предусматривается ингибиторная защита с подбором ингибиторов коррозии. Эффективная дозировка ингибитора коррозии должна обеспечивать скорость коррозии защищаемой среды не более 0,10 мм/год и отсутствие очагов локальной коррозии. Для контроля коррозионной агрессивности сред и эффективности ингибиторной защиты в обязательном порядке проектируется система мониторинга:

- определение скоростей коррозии с помощью различных зондирующих устройств с датчиками поляризационного или гравиметрического типа;
- установление количества клеток сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ);

- определение остаточного содержания ингибитора коррозии (бактерицида) в транспортируемой среде;
- измерение толщин стенок неразрушающими методами контроля: ультразвуковыми приборами, отслеживанием количества ионов железа в пластовой воде.

Выводы

Проведение дополнительных экспериментальных исследований обеспечивает приня-

тие обоснованных технико-технологических решений при проектировании объектов сбора, подготовки и транспорта нефти, газа и воды. Наличие результатов этих исследований в составе исходных данных для проектирования либо требование их выполнения в большинстве случаев является необходимым условием для качественного выполнения проектных работ.

Список литературы

1. СТО 00147329-002-2012. Нефть и нефтяные эмульсии. Методика измерений динамической вязкости нефти товарной, нефти сырой, нефтяных эмульсий с применением ротационного вискозиметра. Тюмень: ОАО «Гипротюмнефтегаз», 2012.
2. Галикеев Р.М., Леонтьев С.А., Тарасов М.Ю., Портнягина Е.В. Лабораторное исследование реологических свойств нефти и графическое определение температуры точки перехода // Территория Нефтегаз. – 2010. – № 8 – С. 74-77.
3. Тарасов М.Ю., Портнягина Е.В. Исследование температуры застывания водонефтяных эмульсий // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 2 – С. 33-35.
4. РД 39-0147103-302-88. Руководство по технологии очистки нефтепромысловых сточных вод отстаиванием с использованием химреагентов.
5. РД 39-1-641-81. Методика подбора ингибиторов отложения солей для технологических процессов подготовки нефти.
6. Тарасов М.Ю., Зенцов А.Е., Зырянов А.Б., Мякишев Е.А. Лабораторное моделирование процессов обезвоживания нефти в аппаратах с коалесцирующими элементами // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 2. – С. 102–104.
7. Мякишев Е.А., Тарасов М.Ю. Подготовка нефти в аппаратах с коалесцирующими элементами, промышленные и лабораторные исследования // Инженерная практика. – 2013. – № 11. – С. 46–54.
8. РД 39-0147323-335-89-Р. Инструкция по проектированию и эксплуатации антикоррозионной защиты трубопроводов систем нефтегазосбора на месторождениях Западной Сибири.

References

1. OS 00147329-002-2012 Oil and oil emulsion. Method of measuring the dynamic viscosity of commercial oil, crude oil, and oil emulsions using a rotary viscometer. Tyumen, JSC "Giprotyumenneftegaz", 2012.
2. Galikeev R.M., Leontiev S.A., Tarasov M.Yu., Portnyagina E.V. Laboratory study of the rheological properties of oil and graphical determination of the transition point temperature. Territory of Neftegaz. 2010. No. 8. Pp. 74–77.
3. Tarasov M. Yu., Portnyagina E. V. Investigation of the pour point of water-oil emulsions. Oil Industry-2014. No. 2. Pp. 33–35.
4. RD 39-0147103-302-88 Guide to the technology of oilfield wastewater treatment by sedimentation using chemicals.
5. RD 39-1-641-81 Method of selection of salt deposition inhibitors for technological processes of oil preparation.
6. Tarasov M.Yu., Zentsov A.E., Zyryanov A.B., Myakishev E.A. Laboratory modeling of oil dewatering processes in apparatuses with coalescing elements. Oil Industry-2013. No. 2. Pp. 102–104.
7. Myakishev E.A., Tarasov M.Yu. Oil preparation in apparatuses with coalescing elements, field and laboratory studies. Engineering practice-2013. No. 11. Pp. 46–54.
8. RD 39-0147323-335-89-R "Instructions for the design and operation of anti-corrosion protection of pipelines of oil and gas collection systems in the fields of Western Siberia".

ПОДХОДЫ К ОЦЕНКЕ ВЛИЯНИЯ СТАБИЛЬНОГО КОНДЕНСАТА НА ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТОВАРНОЙ НЕФТИ НА ПРИМЕРЕ НОВОПОРТОВСКОГО НГКМ

И.И. Заманов¹, П.Н. Афанасьев¹, А.В. Ким¹, С.А. Вершинин², А.Н. Блябляс²

¹ООО «Газпромнефть-Ямал»

²Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Электронный адрес: blyablyas.an@gazpromneft-ntc.ru

В настоящей статье отражены основные моменты влияния легких углеводородов на физико-химический состав и свойства товарной нефти Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения, описаны неопределенности, которые следует учитывать к моменту вовлечения газовых запасов. Для конкретной задачи сняты риски влияния на ключевой показатель по ГОСТ Р – 51858-2002 (давление насыщенных паров). Впервые выявлено смещение критической точки парафинообразования. Результатом работы будет являться прогнозируемое поведение флюида при вовлечении газовых запасов, а также снижение энергопотребления на обогрев трубопровода внешнего транспорта, увеличение межочистного периода, снижения удельного расхода электроэнергии насосного оборудования, как следствие – снижение операционных затрат.

Ключевые слова: разбавление нефти, смешение нефти и конденсата, давление насыщенных паров, влияние на нефть, снятие рисков при смешении

NEW APPROACHES TO ASSESSING THE IMPACT OF STABLE CONDENSATE
ON THE MAIN INDICATORS OF MARKETABLE OIL ON THE EXAMPLE OF
THE “NOVY PORT” OIL AND GAS CONDENSATE FIELD

I.M. Zamanov¹, P.N. Afanasyev¹, A.V. Kim¹, S.A. Vershinin², A.N. Blyablyas²

¹Gazpromneft Yamal LLC

²Gazprom neft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

This article reflects the main points of the influence of light hydrocarbons on the physicochemical composition and properties of marketable oil of the Novy Port oil and gas condensate field, describes the uncertainties that should be taken into account by the time gas reserves are involved. For a specific task, the risks of influencing the key indicator according to GOST R – 51858-2002 (saturated vapor pressure) were removed. For the first time, a shift of the critical point of paraffin formation has been revealed. The result of the work will be the predicted behavior of the fluid when gas reserves are involved, as well as a decrease in energy consumption for heating the pipeline of external transport, an increase in the cleanup period, a decrease in the specific energy consumption (specific energy consumption) of pumping equipment, as a result – a decrease in operating costs

Keywords: dilution of oil, mixing of oil and condensate, pressure of saturated vapor, impact on oil, removal of risks during mixing

<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-1-88-93>

ВВЕДЕНИЕ

Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) является важным активом «Газпром нефти».

Месторождение расположено на полуострове Ямал, в 250 км к северу от г. Надым и в 30 км от побережья Обской губы.

Извлекаемые запасы месторождения категорий C₁ и C₂ составляют более 250 млн т нефти и газового конденсата, а также более 320 млрд м³ газа.

Нефть сорта Novy Port по своим свойствам относится к категории «легких» с плотностью около 850 кг/м³ и низким содержанием серы (около

0,1 %) – это ниже, чем Urals и Brent, что обуславливает высокий спрос на нее. Такая нефть особенно востребована на нефтеперерабатывающих заводах, не имеющих значительных мощностей для вторичной переработки.

Благодаря развитию Северного морского пути и наливному терминалу «Ворота Арктики» географию поставок нефти сорта Novy Port за несколько последних лет удалось расширить до 9 стран, среди которых Великобритания, Франция, Норвегия и Нидерланды.

В 2018 г. на Новопортовском месторождении было добыто 7,1 млн т нефти, в 2019 г. объем добычи вышел на полку и составил порядка 7,5 млн т.

С 2022 г. на месторождении запланирована добыча природного газа с отделением стабильного конденсата на установке комплексной подготовки газа. Ввиду относительно малого объема конденсата и в условиях автономии месторождения транспорт и монетизация его как самостоятельного продукта являются заведомо нерентабельными. Интерес представляет смешение газового конденсата с нефтепродуктами и их совместное транспортирование, что приведет к снижению плотности и вязкости товарной продукции, увеличению более легких компонентов в составе.

С учетом роста вовлекаемых в разработку газовых запасов на нефтяных месторождениях тема актуальна. Результаты данной работы могут носить системный характер, а полученный опыт при реализации может быть тиражирован на другие добывающие общества компании. В настоящей работе описано влияние стабильного углеводородного конденсата на основные показатели товарной нефти Новопортовского месторождения, а также рассмотрены риски, которые могут возникнуть при смешении продуктов.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

На основании лабораторных исследований получены данные о компонентном составе нефти и фракциях, выпадающих в различных температурных диапазонах. Маркерные исследования приведены в табл. 1.

В 2022 г. на Новопортовском НГКМ планируется ввод новых запасов и добыча природного газа с последующей подготовкой его на действующей установке комплексной подготовки газа. Вторичным продуктом газоподготовки будет являться стабильный конденсат – жидкость, состоящая из тяжелых углеводородов, в которой растворено не более 2–3 % массы пропан-бутановой фракции или других компонентов. Ценность газового конденсата обусловлена самими характеристиками этого сырья – по сути, ультралегкой, высококачественной нефти с соответствующим потенциалом выхода светлых нефтепродуктов, позволяющей при равном объеме переработки с обычной нефтью получить большее количество продукции.

В 2022–2023 гг. прогнозируется пик добычи стабильного конденсата.

Таблица 1. Компонентный состав товарной нефти

Компонент	Мольная доля	Компонент	Мольная доля	Компонент	Мольная доля
22-Mpropane	0,0002	NBP [1]235*	0,0188	NBP [1]538*	0,0016
Benzene	0,0046	NBP [1]245*	0,0198	NBP [1]547*	0,0013
CO ₂	0,0001	NBP [1]255*	0,0214	NBP [1]556*	0,0016
Ethane	0,0019	NBP [1]265*	0,0229	NBP [1]569*	0,0016
H ₂ O	0,0318	NBP [1]275*	0,0241	NBP [1]580*	0,0015
i-Butane	0,0195	NBP [1]285*	0,0241	NBP [1]592*	0,0014
i-Pentane	0,0596	NBP [1]295*	0,0226	NBP [1]602*	0,0013
Methane	0,0004	NBP [1]305*	0,0197	NBP [1]612*	0,0012
Methanol	0,0007	NBP [1]315*	0,0179	NBP [1]621*	0,0011
n-Butane	0,0275	NBP [1]325*	0,0171	NBP [1]629*	0,001
n-C11	0,0016	NBP [1]335*	0,0167	NBP [1]631*	0,0009
n-C12	0,0008	NBP [1]345*	0,0166	NBP [1]645*	0,0003
n-C13	0,0023	NBP [1]355*	0,016	NBP [1]655*	0,0003
n-Decane	0,0031	NBP [1]365*	0,0153	NBP [1]665*	0,0003
n-Heptane	0,0776	NBP [1]375*	0,0149	NBP [1]675*	0,0003
n-Hexane	0,0513	NBP [1]385*	0,0142	NBP [1]685*	0,0003
n-Nonane	0,007	NBP [1]395*	0,0132	NBP [1]695*	0,0003
n-Octane	0,0845	NBP [1]405*	0,0116	NBP [1]705*	0,0003
n-Pentane	0,0392	NBP [1]415*	0,0098	NBP [1]715*	0,0003
NBP [1]128*	0,0039	NBP [1]425*	0,0078	NBP [1]725*	0,0003
NBP [1]136*	0,0141	NBP [1]435*	0,0069	NBP [1]735*	0,0003
NBP [1]145*	0,0169	NBP [1]445*	0,0072	NBP [1]745*	0,0003
NBP [1]155*	0,0149	NBP [1]455*	0,0071	NBP [1]755*	0,0003
NBP [1]165*	0,0146	NBP [1]465*	0,0066	NBP [1]765*	0,0003
NBP [1]175*	0,0149	NBP [1]476*	0,0051	NBP [1]775*	0,0003
NBP [1]185*	0,0133	NBP [1]484*	0,0041	NBP [1]776*	0,0003
NBP [1]195*	0,0122	NBP [1]494*	0,0029	NBP [1]789*	0,0003
NBP [1]205*	0,0154	NBP [1]503*	0,0021	NBP [1]804*	0,0004
NBP [1]215*	0,0177	NBP [1]515*	0,0036	Propane	0,0145
NBP [1]225*	0,018	NBP [1]529*	0,002	Toluene	0,0037

Примечание: * – температура, °С, при которой выкипает данная фракция.

На фоне общей добычи нефти объем конденсата в пике добычи составляет 7,6 % от добычи нефти и 7 % от общего объема добываемой продукции. Но, несмотря на относительно небольшой объем в общей добыче, смешение долей может существенно повлиять на физико-химические свойства и стоимость реализации товарной нефти. Первые в нашей стране опыты по перекачке нефти с разбавителями и конденсатами были проведены А. Н. Сахановым и А. А. Кашевым в 1926 г. В этих опытах нефть смешивали с керосиновым дистиллятом и перекачивали по трубопроводу. Полученные результаты были настолько хороши, что использовались при проектировании нефтепровода Грозный – Черное море. Компонентный состав стабильного конденсата приведен в **табл. 2**. Стабильный конденсат согласно ОСТ 51.58–79 «Конденсаты газовые. Технологическая классификация» относится к роду Д2, классу I, типу А1, виду Н2, группе Ф1. В составе преобладают легкие компоненты: пентановые, гексановые и гептановые фракции. Для моделирования процессов, а также определения степени взаимного влияния компонентов был использован программный комплекс Aspen Hysys, позволяющий эффективно управлять жизненным циклом технологического процесса. Определение точки подачи стабильного конденсата для смешения с нефтепродуктами носит немаловажный характер, так как влияет

Таблица 2. Компонентный состав стабильного конденсата

Компонент	Мольная доля	Компонент	Мольная доля
Propane	0,0004	n-Decane	0,0220
i-Butane	0,0092	n-C11	0,0110
n-Butane	0,0378	n-C12	0,0055
i-Pentane	0,2103	n-C13	0,0165
n-Pentane	0,1536	Methanol	0,0046
n-Hexane	0,1333	22-Mpropane	0,0012
n-Heptane	0,1874	Benzene	0,0326
n-Octane	0,0988	Toluene	0,0263
n-Nonane	0,0494		

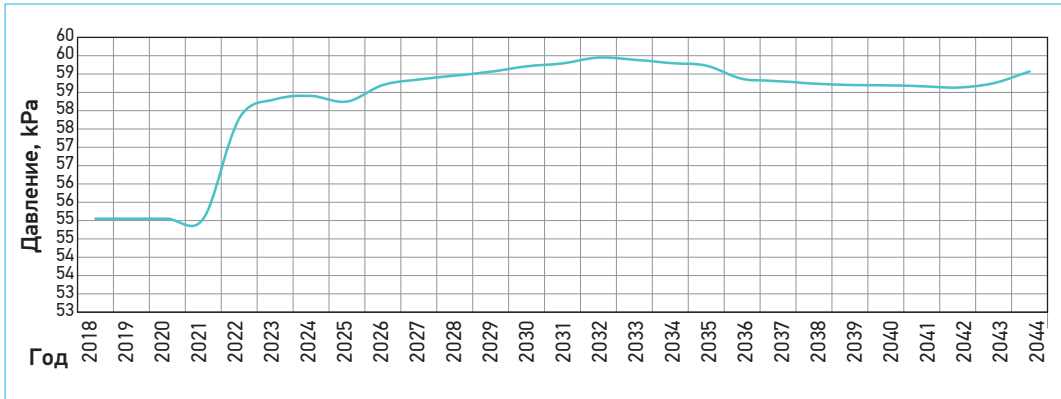


Рис. 1. Динамика изменения давления насыщенных паров

не только на технологический режим работы УПН (изменение давлений и температур в технологической цепочке), но и на долю выхода целевых компонентов. Определение наиболее эффективной технологии смешения в данном исследовании не предусмотрено и может быть выделено в отдельную задачу. Обязательные условия, которые необходимо соблюсти при смешении потоков, следующие:

- соответствие качества стабильного конденсата требованиям ГОСТ Р 54389–2011 «Конденсат газовый стабильный. Общие технические условия» [1];
- температура конденсата в точке смешения – не ниже температуры нефти.

Содержание легких фракций в нефти регламентируется давлением насыщенных паров (ДНП) по Рейду (не более 66,7 кПа согласно требованиям ГОСТ Р 51858–2002 «Нефть. Общие технические условия» [2]). Результаты расчета (**рис. 1**) показали, что в действующих предпосылках рисков выхода за границу товарного качества по показателю ДНП, согласно ГОСТ Р 51858–2002, нет. В условиях геологических неопределенностей нередки случаи корректировок профилей добычи. Для снятия рисков был выполнен анализ чувствительности ДНП к изменению объемной доли конденсата в продукции для каждого года. На **рис. 2** представлены фактические и максимально допустимые значения добычи стабильного конденсата, при превышении которых

будет осуществлен выход за границы допустимых значений по ДНП в соответствии с ГОСТ Р – 51858–2002. В связи с тем что прогнозная добыча конденсата много меньше критической, можно сделать вывод о том, что рисков превышения допустимых значений по ДНП нет. Расхожее мнение о необратимом повышении ДНП нефти в процессе ее смешения с конденсатом здесь несостоятельно, так как снижение ДНП достигается перераспределением легких углеводородов между газовой и жидкой фазой. При этом метан и этан, обладающие максимальным ДНП, уносятся паровой фазой, а пропан-бутановая фракция преобладает в растворенном состоянии. Необходимо учитывать, что именно небольшая разница в температурах при подготовке нефти на конечной сепарационной установке (КСУ) может стать определяющей для показателя ДНП именно по содержанию пропана. При смешении нефти и росте объема конденсата в общем потоке прогнозируется снижение плотности и вязкости товарной продукции, что ожидаемо, графики повторяют друг друга (**рис. 3**). Так, пик снижения вязкости и плотности приходится на год максимального содержания конденсата в объеме нефти.

В условиях рыночной экономики модель ценообразования как во внешней торговле, так и на внутреннем рынке является многофакторной, однако плотность – один из самых справедливых показателей, влияющих на ценообразование с учетом потребительских свойств. Снижение плотности говорит о снижении содержания смолисто-асфальтеновых компонентов, а во фракционном отношении – о высоком содержании и выходе бензиновых и керосиновых фракций. Изменение компонентного состава каждой партии в сторону увеличения более легких компонентов может повлечь изменение нетбэка – выручки от реализации нефти за вычетом налогов, расходов на транспортировку и реализацию. Вопросы снижения удельного расхода электроэнергии в наше время актуальны как никогда, особенно в условиях вечной мерзлоты. Снижение вязкости продукции позволит несколько снизить удельный расход электроэнергии на прокачку единицы объема продукции. Кроме того, разбавление состава нефти более легкими компонентами поспособствует сдвигу точки кристаллизации парафинов в зону более низких температур. Как следствие – появится возможность сократить удельный расход элек-

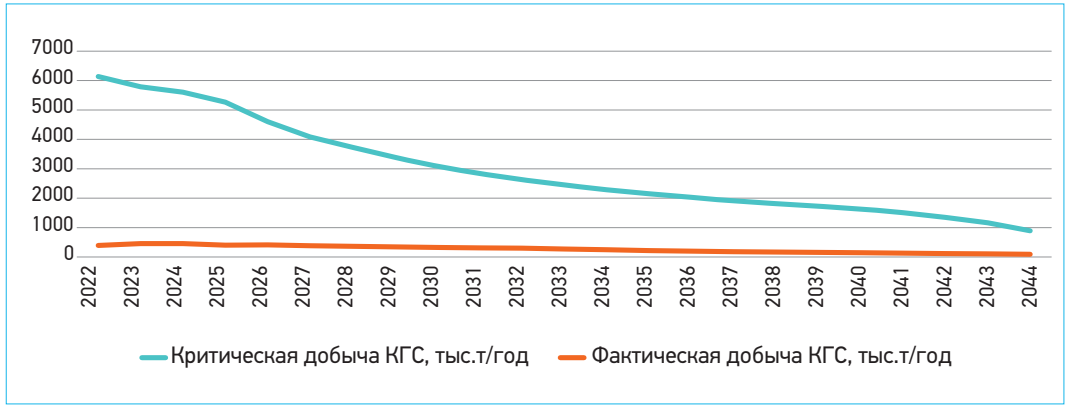


Рис. 2. Анализ чувствительности ДНП к добыче стабильного конденсата

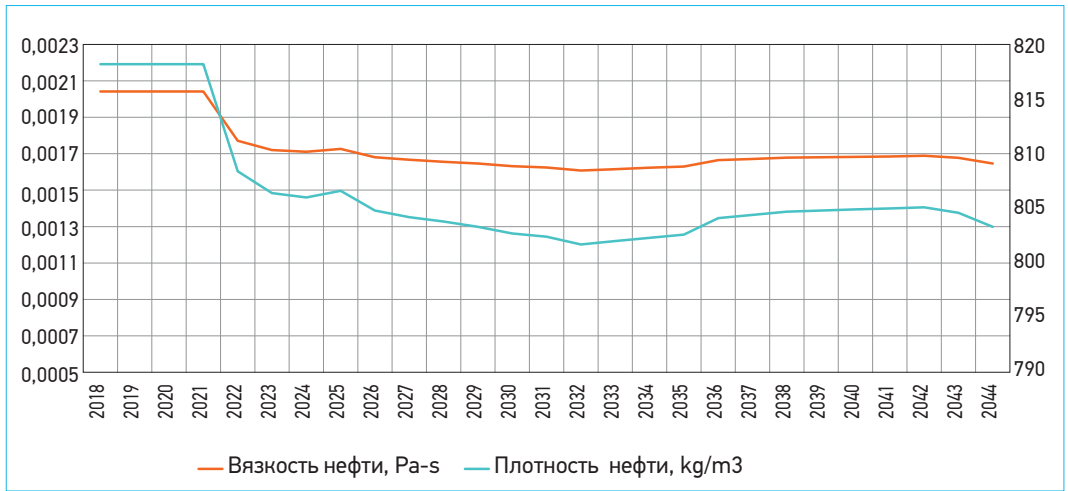


Рис. 3. Динамика изменения плотности и вязкости товарной продукции при увеличении доли конденсата в ее составе

ЛАБОРАТОРНЫЕ ИСПЫТАНИЯ НА МОДЕЛЬНЫХ СРЕДАХ ПОДТВЕРДИЛИ, ЧТО СМЕЩЕНИЕ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА С ТОВАРНОЙ НЕФТЬЮ ПРИ СООТНОШЕНИИ 7 % КОНДЕНСАТА И 93 % НЕФТИ ПРИВОДИТ К СНИЖЕНИЮ ТЕМПЕРАТУРЫ КРИСТАЛЛИЗАЦИИ ПАРАФИНОВЫХ ВЕЩЕСТВ С 25 ДО 21 °С, ЧТО ПОЗВОЛЯЕТ СНИЗИТЬ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЕ НА ОБОГРЕВ ТРУБОПРОВОДНОЙ СИСТЕМЫ.

троэнергии и затраты на обогрев трубы внешнего транспорта, снижая температуру нефти при транспорте от установки подготовки нефти до наливного терминала. Лабораторные испытания, проведенные на модельных средах, подтвердили данную гипотезу, отметив смещение точки кристаллизации парафиновых и смолистых веществ с 25 до 21 °С. После внедрения в нефть газового конденсата последний начинает действовать как растворитель, начиная взаимодействовать непосредственно с компонентами ядра агрегатных комбинаций, приводя к понижению их размеров, то есть к диспергированию системы. Следствием этого является повышение устойчивости системы. Следует отметить, что конфигурации образованных новых структур существенно отличаются от существующих в начальный момент в исходной смеси. Однако следует вводить определенные допущения, учитывающие сложный состав нефтей и нефтепродуктов, во многих случаях неоднородность

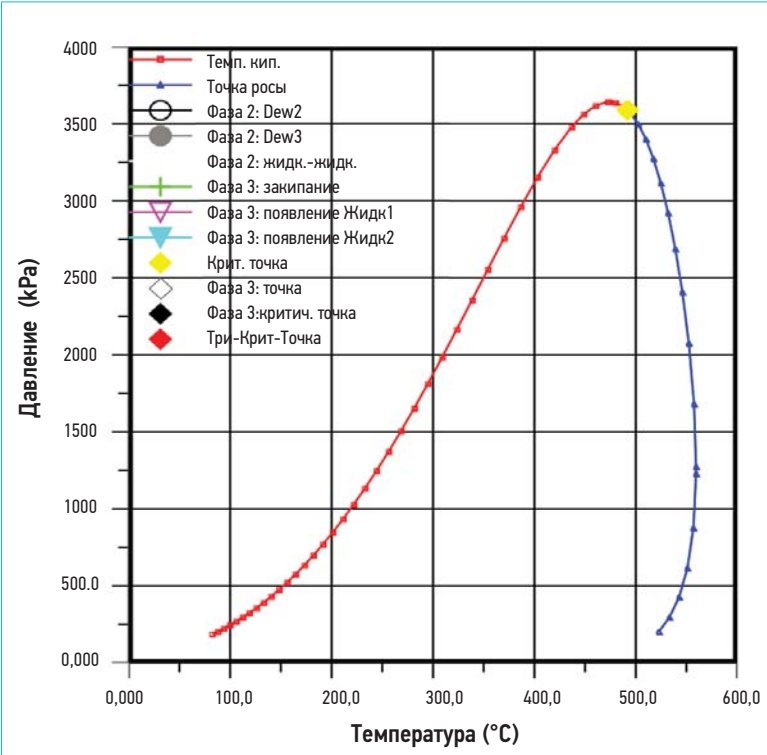


Рис. 4. Фазовая диаграмма нефти без конденсата (левая) и с долей конденсата 7 % об. (правая)

дисперсной фазы, значительную мутность системы и т. п. Точнее оценить влияние будет возможно после проведения лабораторных испытаний на натуральных флюидах Новопортовского месторождения. Оценить влияние стабильного конденсата на товарную нефть можно также, сравнив фазовые диаграммы (рис. 4). До смешения товарной нефти со стабильным конденсатом критическая точка товарной нефти достигалась при температуре 479,8 °С и давлении 3637,9 кПа. После смешения со стабильным конденсатом критическое давление увеличилось на 327,34 кПа, но уменьшилась критическая температура на 18,02 °С. Также смещается точка температуры застывания, так как снижается концентрация парафина в смеси, часть его растворяется легкими фракциями конденсата. Необходимо понимать и учитывать риски, которые могут возникнуть вследствие «несовместимости» при смешении продуктов. Однако они не могут быть спрогнозированы путем математического моделирования. Влияние разных углеводородных составов смесей и смешение нефтепродуктов разных плотностей может повлечь за собой «потерю объема» при смешении. В публикации [3] содержится достаточно содержательный обзор исследований такого проявления. Кроме того, влияние молекулярных факторов может увеличить «потерю объема» от десятых долей до нескольких процентов. В ряде научных работ [3] отмечается, что смешение конденсата с товарной нефтью, даже «легкой», по компонентному составу приводит к немедленному выпадению в осадок коллоидов асфальтенов. Выпадение твердого осадка, в свою очередь, повлечет за собой осложнения при транспорте и переработке продукции. Нелинейные отклонения свойств нефтей от математических моделей идеальной смеси вызваны структурными превращениями нефтяных нанофаз, поэтому необходимо проведение тестов смеси на «индекс стабильности асфальтенов» в лабораторных условиях.

Выводы

Авторами выдвинута гипотеза, а лабораторными испытаниями на модельных средах подтверждено влияние стабильного конденсата на смещение точки кристаллизации парафиновых веществ в товарной нефти при их смешении. При соотношении компонентов 93 % нефти и 7 % конденсата температура парафиноотложения смещается на 4 °С в отрицательную сторону, что позволяет снизить энергопотребление на обогрев трубопроводной системы. Расчет в модели подтвердил смещение критической точки на фазовой диаграмме по температурной оси и изменение давления при сме-

шении с конденсатом в результате снижения плотности и содержания смолисто-асфальтовых компонентов. В свою очередь, снижение содержания смолистых и парафиновых компонентов может увеличить межочистной период для нефтепровода. Для конкретной задачи определены значения давления насыщенных паров в товарном продукте, сняты риски влияния на соответствие товара ГОСТ Р 51858–2002 по этому показателю. Структурированы и вовлечены в работу исследования отечественных и зарубежных авторов, определены риски при смешении продуктов,

которые не могут быть сняты на данном этапе работ посредством математического моделирования, выданы рекомендации для проведения дополнительных лабораторных исследований на совместимость сред. Изменение доли стабильного конденсата в товарной нефти в рамках допустимых концентраций позволит управлять стоимостью продукции и характеристиками в зависимости от спроса целевых компонентов. Данный вопрос может быть выделен в отдельную задачу.

Список литературы

1. ГОСТ Р 54389–2011. Конденсат газовый стабильный. Общие технические условия.
2. ГОСТ Р 51858–2002. Нефть. Общие технические условия.
3. Евдокимов И.Н. Проблемы несовместимости нефтей при их смешении. Комплект учебных пособий по программе магистерской подготовки «Нефтегазовые нанотехнологии для разработки и эксплуатации месторождений» – М., 2008. – 30 с.

References

1. GOST R 54389–2011 Stable gas condensate. Technical conditions (In Russ.).
2. GOST R 51858–2002 Oil. General specifications (In Russ.).
3. Evdokimov I.N. Problems of incompatibility of oils when mixing them. A set of teaching aids for the master's program "Oil and gas nanotechnology for the development and operation of fields". Moscow, 2008. 30 p. (In Russ.).

БОРЬБА С СОЛЕОТЛОЖЕНИЕМ НА ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ВОСТОКА». РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПРИМЕНЕНИЯ КАПСУЛИРОВАННОГО ИНГИБИТОРА

С.З. Джанелидзе¹, В.В. Журавлев¹, к.т.н., А.Ю. Жуков², к.х.н., Р.Р. Хусайнов², к.т.н., А.С. Боев³, к.х.н.

¹ ООО «Газпромнефть-Восток»

² Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

³ Томский политехнический университет (ФГАОУ ВО НИ ТПУ)

Электронный адрес: Khusainov.RR@tomsk.gazprom-neft.ru

На фонде скважин «Газпромнефть-Востока», осложненных солеотложением, была проведена оценка возможности применения капсулированного ингибитора солеотложений. По результатам испытаний установлено, что реагент обеспечивает эффективную защиту добывающих скважин от отложений солей. Отмечены такие положительные моменты данной технологии, как отсутствие коррозионного воздействия на погружное оборудование, возможность оперативной организации защиты скважины, отсутствие необходимости применения дозирующих установок, независимость от инфраструктуры, удобство загрузки капсул при проведении ремонтов. Проведен сравнительный анализ с классической ингибиторной защитой жидкими ингибиторами солеотложений. Показано, что при дебите скважины до 38 м³/сут (по воде) применение капсулированных реагентов является более экономически эффективным. Отмечены ограничения в применении технологии: сложность при проведении дозагрузки реагента в скважину без подъема ГНО, невозможность использования в горизонтальных и наклонно-направленных скважинах.

Ключевые слова: механизированная добыча, солеотложение, капсулированный ингибитор, опытно-промышленные испытания

SCALE CONTROL AT PRODUCTION WELLS OF GAZPROMNEFT VOSTOK LLC: RESULTS OF FIELD TESTS AND TECHNICAL AND ECONOMIC ASSESSMENT OF THE USE OF ENCAPSULATED INHIBITOR

S.Z. Dzhanelidze¹, V.V. Zhuravlev¹, A.Yu. Zhukov², R.R. Khusainov², A.S. Boev³

¹ Gazpromneft-Vostok LLC

² Gazpromneft NTC LLC

³ Tomsk Polytechnic University

At the oil production wells of Gazpromneft Vostok LLC, with the problem of scale formation, there was made an assessment of the possibility of using an encapsulated scale inhibitor. According to the test results, it's found that the reagent provides effective protection of production wells from salt deposits. There are noted such a positive aspects of this inhibitory protection technology as the absence of corrosive effects on downhole equipment, the possibility of quick organization of well protection, not using metering equipment, independence from the infrastructure and the convenience of loading capsules during workover. A comparative analysis with the classical inhibitor protection with liquid scale inhibitors has been carried out. It is shown that with a water flow rate of up to 38 m³ / day, the use of encapsulated reagents is more cost effective. The limitations of the application of the technology are noted – the difficulty in carrying out additional loading of the reagent into the well without lifting the downhole equipment, application in horizontal and directional wells.

Keywords: mechanized extraction, scale, capsular inhibitor, field test

<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-1-94-101>

ВВЕДЕНИЕ

Осложнения, связанные с образованием неорганических солевых отложений на поверхности погружного оборудования добывающих скважин, являются одними из ключевых негативных явлений в процессах добычи нефти. Наличие солеотложений, как правило, приводит к преждевременным отказам установок электроцентробежных насосов (заклинивание), повышению гидравлических сопротивлений при движении флюида по НКТ вследствие сужения проходного сечения, осложнению и увеличению продолжительности работ по текущему и капитальному ремонту скважин.

В настоящее время на месторождениях «Газпромнефть-Востока» более 40 % действующего добывающего фонда скважин осложнено образованием кальцита. На **рис. 1** представлена динамика увеличения солеосложненного фонда начиная с 2010 г. За 10 лет фонд, осложненный солеотложениями, увеличился почти в 3 раза. Согласно подходам, применяемым в компании «Газпром нефть», критериями отнесения скважин в «солевой фонд» (СФ) являются преждевременный отказ внутрискважинного оборудования по причине солеотложений и наличие солевых отложений на поверхности погружного оборудования, зафиксированные в ходе проведения ремонтных работ. Наиболее часто отложения встречаются на поверхности погружного электродвигателя, на корпусе и внутренних элементах.

Активные работы, направленные на борьбу с солеотложениями на объектах «Газпромнефть-Востока», были инициированы в 2010 г., на тот момент фонд защищаемых скважин составлял 48 %. В течение двух лет были проведены мероприятия по организации 100 % защиты осложненного солеотложениями фонда скважин, которые реализуются по настоящее время.

ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ПРОВЕДЕННЫХ ОПИ НА «СОЛЕВОМ ФОНДЕ» СКВАЖИН «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ВОСТОКА» ПРИМЕНЕНИЕ КАПСУЛИРОВАННОГО ИНГИБИТОРА СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИ ЦЕЛЕСООБРАЗНО ПРИ ДЕБИТЕ СКВАЖИН НЕ БОЛЕЕ 38 М³/СУТ (ПО ВОДЕ), В ОСТАЛЬНЫХ СЛУЧАЯХ «КЛАССИЧЕСКАЯ» ТЕХНОЛОГИЯ ПОСТОЯННОГО ИНГИБИРОВАНИЯ БУДЕТ БОЛЕЕ РЕНТАБЕЛЬНОЙ.

На сегодня в качестве основного метода защиты осложненного солеотложениями фонда скважин на месторождениях «Газпромнефть-Востока» применяется метод постоянного дозирования жидких ингибиторов солеотложений в затрубное пространство (УДР). Данным методом защищаются 73 % скважин (**рис. 2**). Остальные 27 % скважин защищаются при помощи погружных скважинных контейнеров (ПСК).

Необходимость применения ПСК обусловлена в первую очередь автономностью месторождений. Использование УДР требует регулярного контроля и обслуживания дозирующих устройств, своевременной заправки реагентов, что в условиях автономных месторождений и кустов не всегда реализуемо. В связи с этим на части скважин применяются погружные скважинные контейнеры, которые не требуют постоянного обслуживания. Кроме того, в некоторых случаях ПСК применяются в качестве превентивной меры защиты на скважинах с высоким риском отказа в первые несколько месяцев работы после запуска. В качестве недостатка применения ПСК необходимо отметить ограниченность периода защиты скважины и невозможность «дозаправки» реагента без проведения спускоподъемных операций (СПО). Каждая технология борьбы с осложнениями, применяющаяся на нефтяных месторождениях, имеет свои условия, границы применения,



Рис. 1. Динамика фонда скважин «Газпромнефть-Востока», осложненных солеотложениями

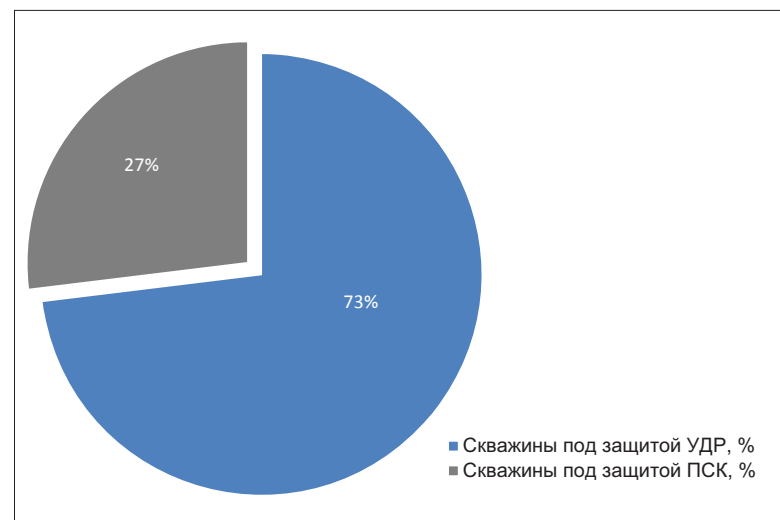


Рис. 2. Распределение применяемых методов защиты от солеотложений на месторождениях «Газпромнефть-Востока»

в связи с чем поиск и оптимизация методов и технологий защиты от солеотложений для конкретных скважин и условий является актуальной задачей.

КАПСУЛИРОВАННЫЕ РЕАГЕНТЫ

Использование альтернативных товарных форм нефтепромысловых реагентов – своеобразный тренд последних десятилетий. Переход от традиционных жидких форм к иным обусловлен запросом отрасли на оптимизацию затрат и поиск нишевых решений для конкретных производственных задач. К примеру, борьба с солеотложением и коррозией на малодебитном фонде требует сокращения затрат из-за низкой рентабельности эксплуатации; здесь приемлемыми вариантами могут стать периодическое дозирование, использование реагентов комплексного действия (ингибитор коррозии + ингибитор солеотложений), применение разбавленных водных растворов реагентов, отказ от непрерывного дозирования [1] для снижения затрат на обслуживание дозирующих установок. В обзоре [2], посвященном разработке и испытаниям наноматериалов для борьбы с солеотложениями на нефтяных месторождениях, описываются современные подходы, заключающиеся в применении наноэмульсий, микрокапсул и наночастиц. Показывается не только существенная новизна методов и предлагаемых композиций, но и выгодные отличительные особенности – повышенная термостабильность, устойчивость к воздействию скважинных флюидов, отсутствие негативного воздействия на проницаемость продуктивного коллектора, а также экологичность. Метод задавки в пласт ингибирующих композиций подобного рода отмечается как достаточно перспективный [3], однако для более корректной оценки выноса активной основы ингибитора и установления

минимально эффективной концентрации его действия требуется существенная доработка методик определения остаточного содержания действующего вещества. Весьма вероятно появление в ближайшие десятилетия в области нефтепромысловой химии новых прорывных реагентов и технологических решений на основе наноматериалов. Описан подход по модификации керамических проппантов для ГРП ингибиторами солеотложений. При опытно-промышленных испытаниях и промышленном применении фиксировался длительный вынос реагента – до 3,5 года [4]. Отмечается, что подобный подход может быть тиражирован и на другие классы нефтепромысловых реагентов – ингибиторы парафиноотложений, ингибиторы образования галитных отложений [5]. Капсулированные ингибиторы являются относительно новым типом реагентов, применяемых для защиты скважин. Способ микрокапсулирования применяется, в частности, в пищевой, фармацевтической и косметической промышленности с целью сохранения полезных свойств заданных компонентов [6]. Схожий принцип у микрокапсулированных реагентов марки Captron компании Champion Technologies: активная основа размещена внутри капсулы, покрытой полимерной оболочкой, через которую диффундируют молекулы ингибитора. Необходимые характеристики – интенсивность выноса, плотность капсул – регулируются за счет введения модифицирующих добавок. Размер частиц этих капсул варьируется в пределах 0,1–3 мм. Товарная форма фактически представляет собой суспензию капсул в нерастворителе. Капсулированный ингибитор применялся для борьбы с солеотложением на месторождении Гавар компанией Saudi Aramco [7]. В публикации указывается, что незначительные концентрации активного вещества, выносимого из капсул, – 0,5 мг/л и менее – обеспечивают эффективную защиту скважин до 5 лет при снижении затрат на 38 % в сравнении с классическим ингибированием. В зарубежном практическом руководстве по нефтепромысловым реагентам [8] отмечается, что в капсулированной товарной форме известны также ингибиторы коррозии, деэмульгаторы, биоциды, поглотители сероводорода. В статье [9] дается рекомендация по применению капсулированных ингибиторов солеотложений при отсутствии круглогодичного доступа к скважине. В патенте 2019 года [10] отмечается важность применения саморазлагающихся материалов стенки капсул, в результате чего не происходит негативного влияния на проницаемость пласта и осуществляется постепенный вынос реагента.

Анализ литературных источников показывает, что способ физико-химической модификации активной основы ингибитора в оболочку с образованием капсулы является достаточно известным и вместе с тем обладает существенным потенциалом для развития. Результаты опытно-промышленных испытаний капсулированных реагентов иностранных производителей подтвердили высокую эффективность, однако в то же время отмечена и высокая стоимость, что делало их применение экономически неэффективным в сравнении с традиционными технологиями, вследствие чего данный метод защиты не получил широкого распространения. С учетом положительных результатов российскими производителями были разработаны собственные марки капсулированных продуктов [11], а также проведены их опытно-промышленные испытания [12]. Товарные формы отечественных капсулированных продуктов существенно отличаются от классических микрокапсулированных реагентов: описаны как капсулы большего размера со сшитой полимерной оболочкой, так и фактически твердые продукты в виде «губки», «карамели» [11] (рис. 3 и 4). Все продукты модифицированы соответствующим образом для обеспечения равномерного выноса активной основы, обеспечения требуемой плотности товарной формы. Производителями отмечаются следующие особенности в применении: дебит скважины не бо-

лее 100–150 м³/сут (по воде), неприменимость в горизонтальных скважинах, необходимость ЗУМПФа для размещения капсул и др. Стоимость капсулированных продуктов также существенно выше стоимости традиционных жидких форм ингибиторов.

ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ (ОПИ)

Для оценки эффективности и принципиальной возможности применения капсулированного ингибитора солеотложений DESCUM-2 марка WSC в период с 2018 по 2020 г. на месторождениях «Газпромнефть-Востока» были проведены опытно-промышленные испытания. В качестве ключевых показателей эффективности (КПЭ), определяющих возможность применения испытуемого реагента для защиты внутрискважинного оборудования от солеотложений, при проведении ОПИ были определены:

- успешное прохождение процедуры входного контроля;
- отсутствие коррозионного воздействия на погружное оборудование;
- отсутствие отказов погружного оборудования по причине «отложения солей»;
- отсутствие солеотложений на ГНО по результатам демонтажа (в случае подъема оборудования в период ОПИ);

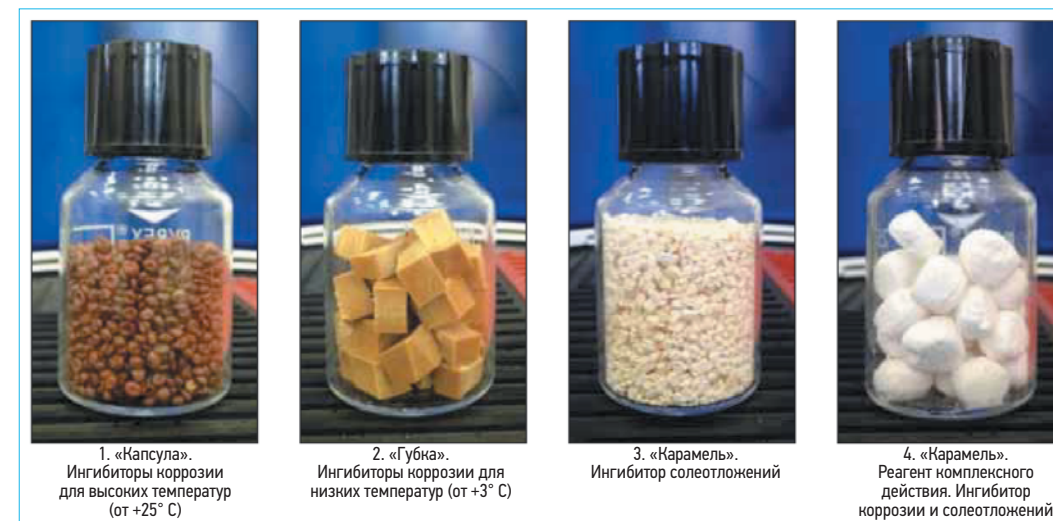


Рис. 3. Виды и товарные формы капсулированных реагентов [13]

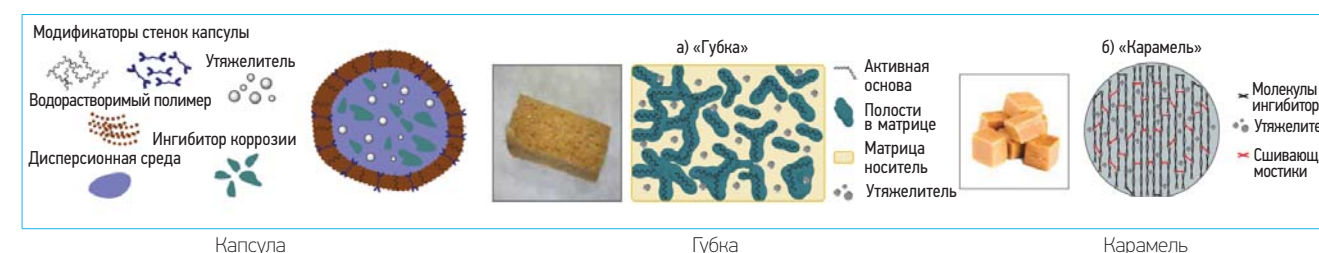


Рис. 4. Схематичный состав капсулированных реагентов различных видов [13]

- отсутствие отказов по причине засорения внутрискважинного оборудования капсулированным реагентом;
- присутствие ингибитора солеотложения в пластовой жидкости при анализе остаточного содержания реагента в период проведения испытаний (среднее значение в течение месяца не менее 2 мг/л);
- отсутствие негативного влияния на подготовку нефти и воды.

Для проведения испытаний были подобраны скважины – кандидаты из осложненного солеотложениями фонда с наличием преждевременного отказа по причине образования солей на внутрискважинном оборудовании, удовлетворяющие следующим требованиям:

- вертикальный ствол скважины (отсутствие горизонтально направленных стволов);
- отсутствие боковых стволов у скважины;
- открытый ствол скважины (отсутствие пакеров и т.д.);
- объем ЗУМПФа не менее 200 л;
- высота динамического уровня затрубного пространства скважины не менее 200 м;
- дебит скважины не более 100 м³/сут;
- давление в затрубном пространстве скважины не более 15 атм.

Загрузка капсулированного реагента в скважины проводилась в рамках операций по ТКРС непосредственно перед спуском УЭЦН. В скважину засыпался расчетный объем капсулированного ингибитора солеотложений (из расчета на 1 год защиты). После загрузки реагента производилась продавка реагента подтоварной водой в объеме 10 м³. Далее производился спуск погружного оборудования с последующим запуском скважины в работу.

Характеристики скважин, принимающих участие в ОПИ, представлены в **табл. 1**. Расчет необходимого количества реагента проводился согласно технологическому регламенту по применению капсулированных ингибиторов солеотложений по формуле:

$$M = Q_{\text{воды}} \cdot T_{\text{сум}} \cdot 0,0158,$$

где M – необходимое количество ингибитора солеотложений, кг; $Q_{\text{воды}}$ – дебит скважины по воде, м³/сут.; $T_{\text{сум}}$ – планируемый период защи-

ты, сут; 0,0158 – титр капсулированного ингибитора солеотложений, кг/м³. При проведении расчетов планируемый период защиты был выбран 365 сут, за исключением скважины № 4, из-за недостаточного объема ЗУМПФа которой период планируемой защиты сокращен до 180 суток. Загрузка реагента производилась единоразово. В период испытаний реагент в скважины не досыпался. В период проведения испытаний произошли преждевременные отказы на двух скважинах:

- скважина № 4, причина отказа – «снижение изоляции (R-0)»;
- скважина № 5, причина отказа – «снижение изоляции (R-0)».

Разбор оборудования со скважины № 4 показал наличие твердых отложений на рабочих органах УЭЦН (**рис. 5**).

Необходимо отметить, что, несмотря на отказ, скважина № 4 отработала 271 сутки, что в 1,5 раза превышает расчетный период защиты. При разборе оборудования со скважины № 5 твердые отложения не выявлены, оборудование чистое (**рис. 6**).

По остальным скважинам отказы в период испытаний не зафиксированы. В период проведения ОПИ контролировалась стабильность работы скважин, отбирались пробы жидкости для оценки остаточного содержания ингибитора солеотложений. Результаты определения остаточного содержания ингибитора в добываемом флюиде предоставлены на **рис. 7**.

За все время проведения работ значения остаточного содержания ингибитора солеотложений не опускались ниже критического уровня в 2 мг/л. При этом согласно полученным результатам отмечается значительный разброс данных, что может быть связано с эксплуатацией скважин, принимающих участие в испытаниях, в режиме периодического кратковременного включения (ПКВ). При этом тренды полученных значений указывают на плавное снижение количества выносимого из скважины реагента. Через 1,5 года испытаний на всех скважинах фиксировалось наличие растворенного в жидкости ингибитора солеотложений, что может свидетельствовать о продолжительном характере выноса реагента. Однако для полного понимания продолжительности растворе-

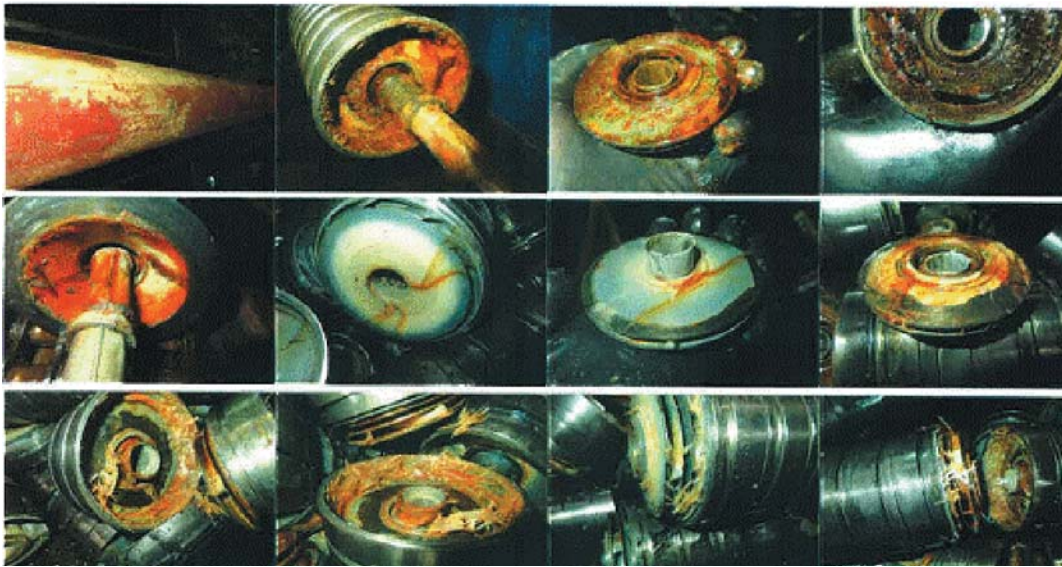


Рис. 5. Результаты разбора УЭЦН (скважина № 4)



Рис. 6. Результаты разбора УЭЦН (скважина № 5)

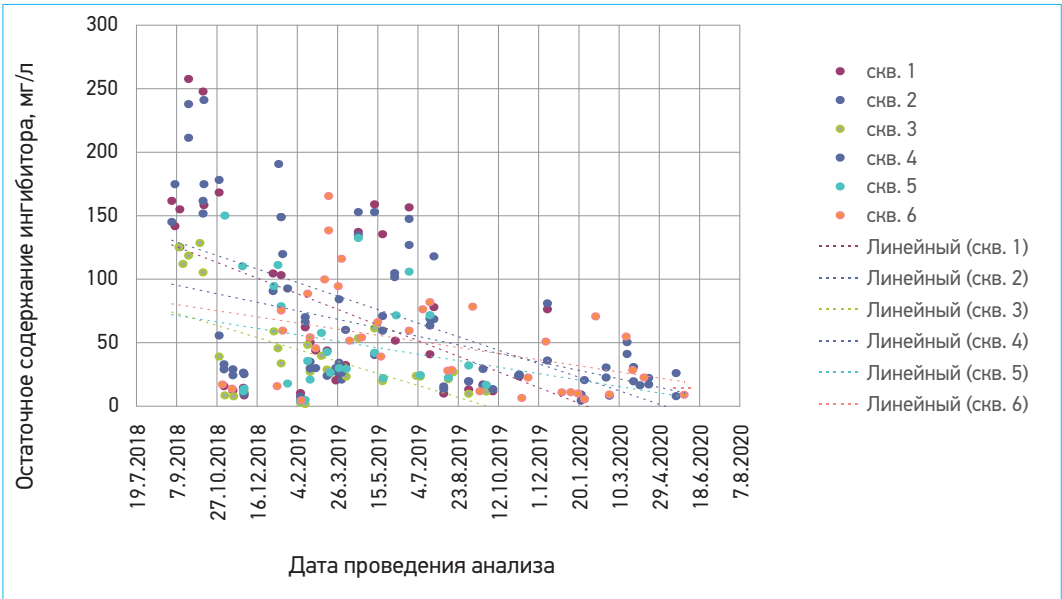


Рис. 7. Динамика снижения остаточного содержания

ния и фактического выноса реагента с целью своевременной организации работ по защите скважин можно рекомендовать включение в состав ингибитора трассирующих веществ, это позволит исключить влияние фоновых значений остаточного содержания ингибитора солеотложений, достигающих 10 мг/л.

В **табл. 2** представлена оценка выполнения ключевых показателей эффективности по всем скважинам, участвующим в испытаниях. Заключительным этапом испытаний капсулированного ингибитора солеотложений на объектах «Газпромнефть-Востока» была оценка экономической эффективности его применения

Таблица 1. Характеристики скважин-кандидатов

№ скв.	Qж, м³/сут	Обводненность, %	Причина отнесения в осложненный солеотложениями фонд	Межремонтный период без защиты, сут.
1	12	67	Клин секций насоса	199
2	24	75	Ловильная головка забита солеотложениями, отсутствие вращения насоса	359
3	7	66	Солеотложения по корпусу насоса, на входных отверстиях ГС	6
4	65	95	Солеотложения по корпусу ЭЦН, приемной сетки ГС до 10 мм, солеотложения внутри ГС	73
5	21	74	Входные отверстия ГС на 70 % забиты солеотложениями, отсутствие вращения нижних секций насоса	345
6	18	72	Ввод новой, превентивная защита	-

Таблица 2. Выполнение ключевых показателей эффективности

Показатель	Скважина					
	1	2	3	4	5	6
Успешное прохождение процедуры входного контроля	+	+	+	+	+	+
Отсутствие коррозионного воздействия на погружное оборудование	+	+	+	+	+	+
Отсутствие отказов погружного оборудования по причине «отложения солей»	+	+	+	+	+	+
Отсутствие солеотложений на ГНО по результатам демонтажа (в случае подъема оборудования в период ОПИ)	+	+	+	+	+	+
Отсутствие отказов по причине засорения ВСО капсулированным реагентом	+	+	+	+	+	+
Присутствие ингибитора солеотложения в пластовой жидкости при анализе остаточного содержания реагента в период проведения ОПИ (среднее значение в течение месяца не менее 2 мг/л)	+	+	+	+	+	+
Отсутствие негативного влияния на подготовку нефти и воды	+	+	+	+	+	+

«+» – показатель выполнен; * – выполнен для расчетного периода защиты в 180 суток.

по сравнению с технологией постоянного дозирования жидкого ингибитора в затрубное пространство скважин.

Полученные результаты показали, что применение капсулированного реагента не во всех случаях экономически эффективнее «классической» технологии постоянного ингибирования. В частности, отрицательный экономический эффект наблюдается на высокодебитных скважинах. На рис. 8 приведена расчетная зависимость ориентировочной стоимости защиты скважин различными технологиями в зависимости от дебита воды в условиях рассматриваемых месторождений.

Для проведения расчетов были использованы расценки на реагенты и оборудование, применяющиеся в «Газпромнефть-Востоке». Граничным значением дебита воды, при котором сохраняется экономическая целесообразность применения капсулированного реагента, является дебит 38 м³/сут (в условиях «Газпромнефть-Востока»). В случае превыше-

ния данного значения применение капсулированного реагента экономически нецелесообразно.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

При подведении итогов испытаний была проведена оценка всех видов выполненных работ, выявлены основные достоинства и недостатки испытанного капсулированного ингибитора солеотложений и рассматриваемой технологии защиты (загрузка капсулированных реагентов в ЗУМПФ).

Достоинства:

- эффективность реагента;
- отсутствие коррозионного воздействия на погружное оборудование;
- возможность оперативной организации защиты скважин (малый объем необходимого реагента, упрощающий доставку на автономный объект, отсутствие зависимости от инфраструктуры);

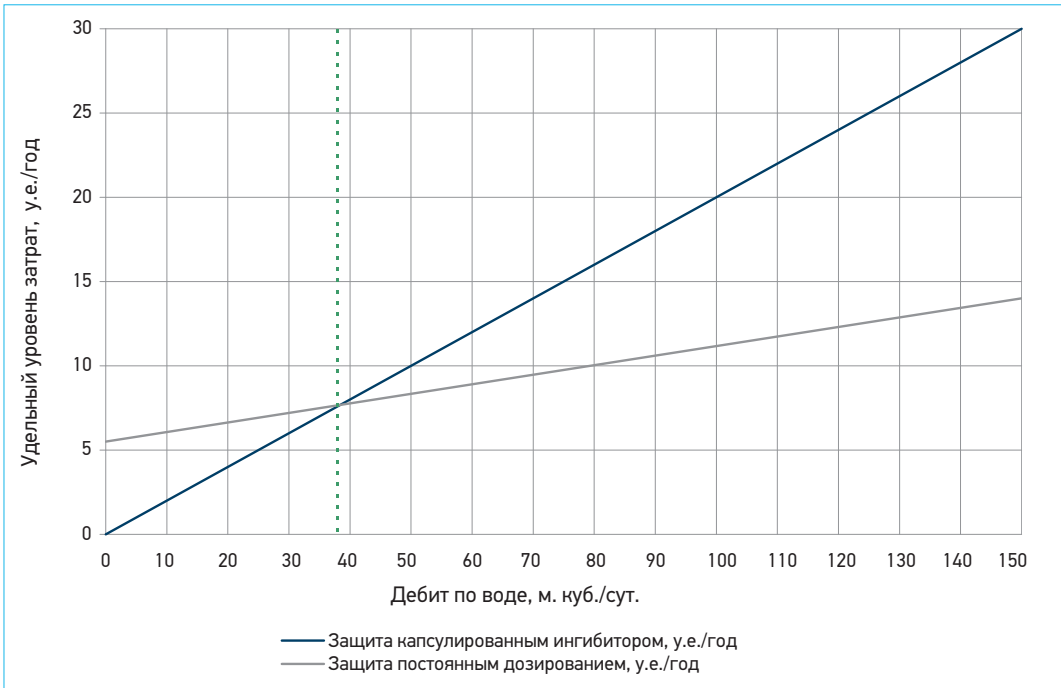


Рис. 8. Уровни удельных затрат на защиту оборудования

- отсутствие необходимости в дорогостоящем дополнительном оборудовании;
- отсутствие необходимости в обслуживании оборудования;
- удобство загрузки капсул при проведении ремонтных работ;

Были отмечены основные недостатки:

- сложности с определением остаточного содержания ингибитора солеотложений в попутно добываемой воде. В качестве возможного решения рекомендуется добавление трассеров в состав реагента, что позволит однозначно определять наличие реагента в ЗУМПФе скважины;
- проблема «дозагрузки» ингибитора без подъема погружного оборудования (отсутствие отработанной методики и дополнительного оборудования для проведения работ). В качестве рекомендации необходимо рассмотреть возможность поставки дополнительного оборудования в комплекте с реагентом (в качестве опции);

- ограничение применения реагентов в горизонтальных и наклонно-направленных скважинах (с учетом массового роста доли горизонтальных скважин на месторождениях России данное ограничение становится существенным). Рекомендуется проработка вопроса применения реагента совместно с многоразовым погружным контейнером (с возможностью многократной перезаправки контейнера капсулированным реагентом при проведении СПО).

Таким образом, проведенные опытно-промысловые испытания признаны успешными и капсулированный ингибитор солеотложений был рекомендован к промышленному применению для защиты внутрискважинного оборудования от солеотложений на месторождениях «Газпромнефть-Востока».

Список литературы

1. Бриков А.В., Маркин А.Н., Низамов Р.З. О технологиях подачи ингибиторов солеотложений в добывающие скважины // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 9. – С. 54–58.
2. ACS Appl. Nano Mater. – 2020. – 3. – P. 7343–7364.
3. Kan A.T., Dai Z., Tomson M.B. The state of the art in scale inhibitor squeeze treatment // Petroleum Science. – 2020. – no. 17. – P. 1579–1601.
4. Gupta S., Brown J.M., Szymczak S. A 5-Year Survey of Applications and Results of Placing Solid Chemical Inhibitors in the Formation via Hydraulic Fracturing. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Florence, Italy, 2010. DOI: 10.2118/134414-MS
5. Feng Liang, Mohammed Sayed, Ghaithan A. Al-Muntasheri, Frank F. Chang, Leiming Li. A comprehensive review on proppant technologies. Petroleum. – 2016. – no. 2. – P. 26–39. DOI: 10.1016/j.petlm.2015.11.001
6. Luiz C. Correa-Filho, Margarida Moldao-Martins, and Vitor D. Alves Advances in the Application of Microcapsules as Carriers of Functional Compounds for Food Products. Appl. Sci. – 2019. – no. 9. – P. 571.
7. Hsu J.F., Al-Zain A.K., Raju K.U., Henderson A.P. Encapsulated Scale Inhibitor Treatments experience in the Ghawar Field, Saudi Arabia, SPE. – 2000. DOI: 10.2118/60209-MS
8. Fink J.K. Engineer’s Guide to Oil Field Chemicals and Fluids. Infinity energy solutions. Waltham, Elsevier Inc. – 2012. – 809 p. DOI: 10.1016/B978-0-12383844-5.00001-5
9. Мандеев А.О., Гадельшин И.Р. Методы предупреждения солеотложений // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2019. –№ 2 (25). DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2019-25.art10
10. US Patent 10,421,893 B2.
11. Солодов В.А., Палей Р.В., Мубаранов А.И., Е Зайнов.Н. Капсулированные продукты – недорогая таблетка от проблем // Нефтегазовая Вертикаль. – 2016. – № 6.
12. Воловodenko А.В., Софронov А.В., Жунов А.Ю., Асмаев О.С. Опыт применения капсулированного ингибитора коррозии Scimol WSC в скважинах Когалымского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 1. – С. 2–4.

References

1. Brikov A.V., Markin A.N., Nizamov R.E. Technologies for supplying scale inhibitors to producing wells. *Neftgazovoe delo = Oilfield business*. 2017, no. 5, pp. 54–58 (In Russ.).
2. ACS Appl. Nano Mater. 2020, no. 3, pp. 7343–7364.
3. Kan A.T., Dai Z., Tomson M.B. The state of the art in scale inhibitor squeeze treatment. *Petroleum Science*. 2020, no.17, pp. 1579–1601.
4. Gupta S., Brown J.M., Szymczak S. A 5-Year Survey of Applications and Results of Placing Solid Chemical Inhibitors in the Formation via Hydraulic Fracturing. *Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Florence, Italy, 2010. DOI: 10.2118/134414-MS
5. Feng Liang, Mohammed Sayed, Ghaithan A. Al-Muntasheri, Frank F. Chang, Leiming Li. A comprehensive review on proppant technologies. *Petroleum*. 2016, no. 2, pp. 26–39. DOI: 10.1016/j.petlm.2015.11.001
6. Luiz C. Correa-Filho, Margarida Moldao-Martins and Vitor D. Alves Advances in the Application of Microcapsules as Carriers of Functional Compounds for Food Products. *Appl. Sci*. 2019, no. 9, p. 571.
7. Hsu J.F., Al-Zain A. K., Raju K.U., Henderson A.P. Encapsulated Scale Inhibitor Treatments experience in the Ghawar Field, Saudi Arabia. *SPE*. 2000. DOI: 10.2118/60209-MS
8. Fink J.K. *Engineer’s Guide to Oil Field Chemicals and Fluids*. Infinity energy solutions. Waltham, Elsevier Inc. 2012, 809 p. DOI: 10.1016/B978-0-12-3838445.00001-5
9. Mandehev A.O., Gadelshin I.R. Methods of preventing scale deposits. *Aktual’nyye problemy nefti i gaza = Actual problems of oil and gas*. 2019, no. 2 (25) (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.20785712.2019-25.art10>
10. US Patent 10,421,893 B2.
11. Solodov V.A., Paley R.V., Mubarakov A.I., Zaikov E.N. Capsulated foods are an inexpensive pill for problems. *Neftgazovaya Vertikal’ = Oil and Gas Vertical*. 2016, no. 6, pp.104–109 (In Russ.).
12. Volovodenko A.V., Sofronov A.V., Zhukov A.Yu., Asmaev O.S. Experience of encapsulated corrosion inhibitors application in wells of Kogalymskoye oil field. *Neftyanoye khozyaystvo = Oil Industry*. 2013, no. 1, pp. 2–4 (In Russ.).

КАЖДЫЙ ЭЛЕМЕНТ ЦИФРОВОЙ МОДЕЛИ ФОНТАННОЙ АРМАТУРЫ ОБЛАДАЕТ ВСЕМИ НЕОБХОДИМЫМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ, ЧТО ПОЗВОЛЯЕТ В АВТОМАТИЧЕСКОМ РЕЖИМЕ ПОДБИРАТЬ ЭЛЕМЕНТЫ ФА НА ОСНОВЕ КАТАЛОГА БЕЗ НЕОБХОДИМОСТИ ПЕРЕСМОТРА КОНСТРУКТИВНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ФА.

предотвращения образования гидратной пробки в насосно-компрессорной трубе (НКТ);

- нагнетание химических реагентов для предотвращения образования гидратов, парафинов и асфальтенов в выкидной линии;
- многофазный расходомер для учета каждой фракции ГЖС в отдельности;
- датчик эрозии, температуры, давления, а также акустический детектор песка для мониторинга параметров эксплуатации и состояния скважины и внутрискважинного оборудования и обнаружения утечек в случае отклонения от диапазона проектного уровня добычи;
- средства контроля интеллектуальной скважины для интерпретации данных с коллектора;
- подводный модуль управления SCM (Subsea Control Module), который является основным центром управления фонтанной арматуры с берегового комплекса или верхнего строения;
- поршневой гидропневматический аккумулятор для соблюдения предела безопасности в гидравлической системе за счет сглаживания пульсаций потока при аварийном закрытии гидроприводов клапанов.

ПРИНЦИП РАБОТЫ ПРЕДЛАГАЕМОЙ МОДЕЛИ

Продукция каждой скважины под действием пластового давления направляется по НКТ

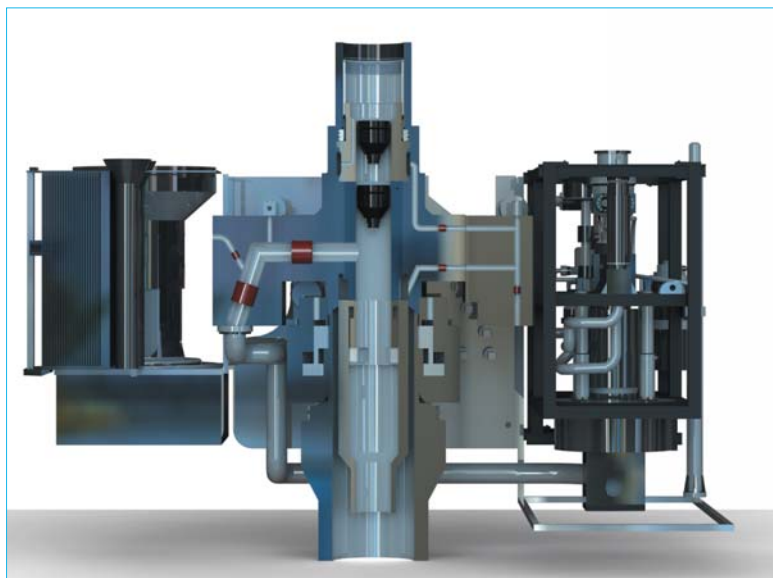


Рис. 3. Разрез ФА

в подводную фонтанную арматуру (ФА), проходит через главную задвижку эксплуатационной линии PMV (Production Master Valve), вторичную задвижку эксплуатационной линии PWV (Production Wing Valve).

Для сброса давления из затрубного пространства в эксплуатационную линию предусмотрена главная задвижка канала затрубного пространства AMV (Annulus Master Valve) и затрубный стравливающий клапан ABV (Annulus Bleed Valve). Контроль давления в затрубном пространстве осуществляется посредством линии для испытания в составе шлангокабеля.

Разрез ФА представлен на **рис. 3**. Все основные задвижки оснащены гидравлическими приводами с линейным переключением. После установки фонтанная арматура обеспечивает возможность прямого доступа в ствол скважины для проведения внутрискважинных работ за счет снятия верхней и нижней канатной пробки, устанавливаемых на тросе, для отсоединения скважины от вертикального отводящего канала.

После этого поток перенаправляется в штуцерный модуль, где располагаются наиболее изнашиваемые элементы ФА, которые в течение срока службы могут потребовать замены. Поэтому штуцерный модуль является съемным, крепление его к фонтанной арматуре происходит через цанговую муфту. Основные компоненты:

- многофазный расходомер, предназначенный для измерения в автоматическом режиме объемного расхода и объема продукции скважин (в том числе по отдельным фазам: газ, жидкость, вода, нефть, конденсат);
 - клапан нагнетания химических реагентов, который дозирует моноэтиленгликоль в эксплуатационную линию для поддержания диаграммы фазового состояния углеводородов на запланированном проектном уровне;
 - акустический детектор песка, который применяется для выявления увеличения выноса песка из пласта и выдает оператору предупреждение для принятия мер по снижению дебита скважины;
 - штуцер с гидравлическим приводом, необходимый для регулирования расхода ГЖС.
- Подводный модуль управления выполняет команды с берега для осуществления следующих основных функций:
- контроль гидроприводов клапанов ФА;
 - контроль состояния электрических датчиков;
 - интерпретация данных датчиков и клапанов на береговую систему управления или технологическую платформу.

На гидравлической схеме, которая представлена на **рис. 2**, можно увидеть, что входными гидравлическими линиями для SCM являются 2 линии высокого давления, 2 линии низкого

давления и 1 линия возврата гидравлической жидкости. Как видно из схемы, к SCM также подключается гидропневматический аккумулятор, который управляется через шаровые краны. Механизм блокировки шарового крана располагается на панели управления и регулируется исключительно только при помощи телеуправляемого подводного аппарата.

После этого происходит распределение гидравлической мощности на приводы клапанов путем подачи электрического сигнала на соленоиды.

Электрические мощности подключаются напрямую к SCM после разделения шлангокабеля в подводный распределительный блок шлангокабеля SDU (Subsea Distribution Unit). Входные электрические линии отображены на схеме как EC1 и EC2.

СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ

На **рис. 4** представлена панель управления предлагаемой модели.

Функционирование ФА осуществляется с помощью быстросъемного соединителя MQC (Multiple Quick Connection). Ряд соединителей MQC в режиме эксплуатации скважины необходимы для нагнетания химических реагентов и оснащения гидравлическими мощностями главных добычных клапанов.

Второй MQC необходим для капитального ремонта скважины, в котором так же, как и в MQC, для эксплуатации подаются гидравлические мощности высокого и низкого давления. Также для капитального ремонта скважины существует доступ в затрубное пространство ФА через клапан сброса давления из затрубного пространства AVV (Annulus Vent Valve) для стравливания избыточного давления.

Для более наглядного примера связи клапанов через панель управления и гидравлический контур на **рис. 5** продемонстрированы приводы клапанов без панели управления.

ИТОГИ

Предложенная модель фонтанной арматуры является цифровым объектом с унифицированной гидравлической схемой в прямой зависимости с трехмерной визуализацией фонтанной арматуры и ее элементов. Данный объект подлечит возможной интеграции между структурами, такими как CAD (Computer-aided design, «Средства автоматизированного проектирования для создания трехмерных моделей и чертежей»), CAE (Computer-aided engineering, «Средства автоматизированного проектирования для проведения инженерных расчетов»),

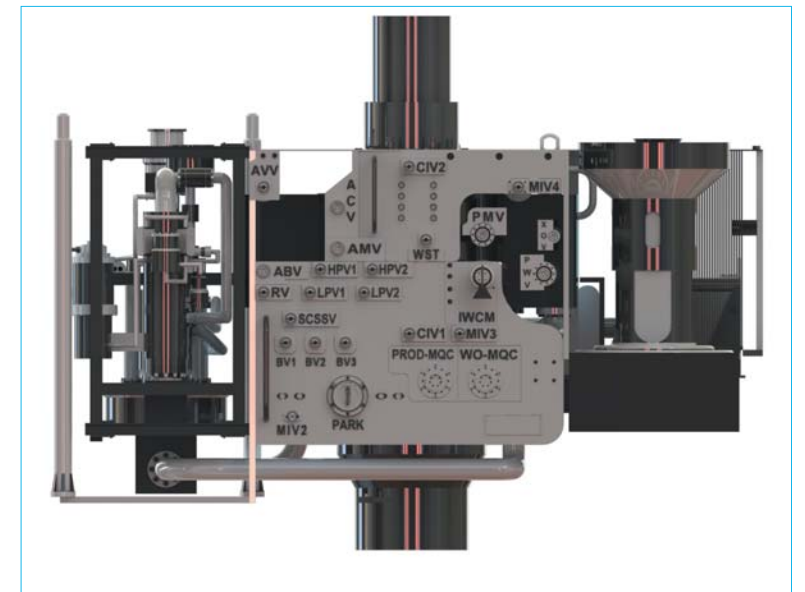


Рис. 4. Вид ФА на панель управления

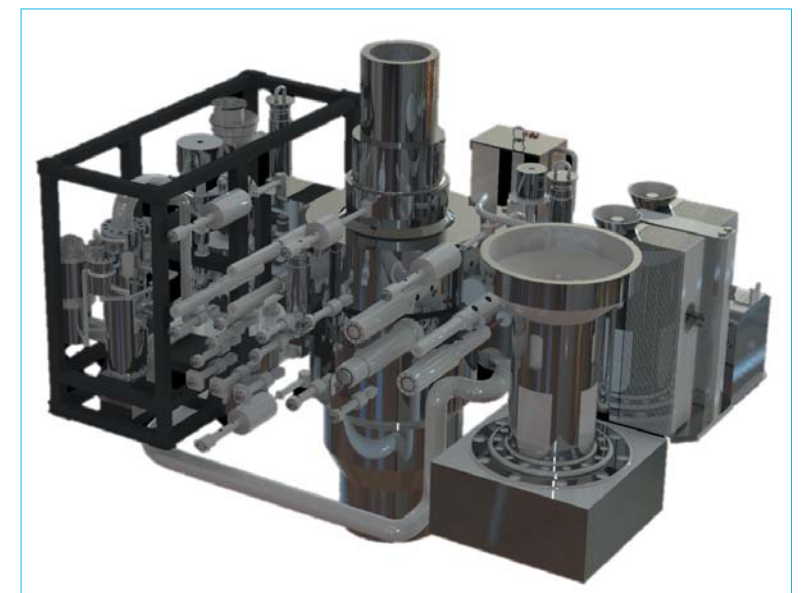


Рис. 5. ФА со снятой панелью управления

CAM (Computer-aided manufacturing, «Средства автоматизированного проектирования для подготовки технологического процесса»), ERP (Enterprise Resource Planning, «Средства автоматизированного проектирования для планирования ресурсов предприятия») и т.д. Модель ориентируется на данные инженерных изысканий района, а также пластовые условия и свойства флюида и позволит в автоматическом режиме подбирать элементы ФА на основе каталога без необходимости пересмотра конструктивных особенностей ФА, так как они имеют прямую зависимость через атрибуты, которые привязываются к возможной вариации исходных данных исходя из уникальности рассматриваемого месторождения.

Выводы

- Предложен цифровой актив модели с описанием атрибутов элементов подводной фонтанной арматуры.

- Модель может быть использована поставщиками оборудования для уменьшения сроков проектирования подводной фонтанной арматуры.

Список литературы / References

- ISO 13628–1 Petroleum and natural gas industries – Design and operation of subsea production systems – Part 1: General requirements and recommendations.
- ISO 13628–4 Petroleum and natural gas industries – Design and operation of subsea production systems – Part 4: Subsea wellhead and tree equipment.
- ISO 15926–1 Industrial automation systems and integration–Integration of life-cycle data for process plants including oil and gas production facilities – Part 1: 1. Overview and fundamental principles.

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 или 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, все символы, параметры и др. – выполнены в Word)

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 подписуночной 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 СГС.

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 и параметры в тексте необходимо 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, тезисы и ключевые слова на русском и английском языках.

ПЕРВЫЕ В РОССИЙСКОЙ АРКТИКЕ

Каждую вахту я чувствую себя покорителем Арктики. Но покорение — это не только преодоление экстремальных погодных условий, но и колоссальная ответственность за сохранение уникального животного мира региона. И я горжусь тем, что мы ведем добычу нефти в Арктике в полной гармонии с природой.



Реклама