

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.226-238>

EDN SBYGIC

УДК 622.24(571.51)

Новый подход к разбурированию и заканчиванию скважин в условиях многоконтактных залежей континентального генезиса крупного месторождения Красноярского края

Назаров А.В., Утусиков Я.В., Барабанов Д.Е.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

New approach to well drilling and completion in multiple-contact continental-genesis reservoirs of a large field in the Krasnoyarsk Region

A.V. Nazarov, YA.V. Utusikov, D.E. Barabanov

Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia

E-mail: avnazarov1@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. В работе рассматривается инновационный подход к реализации самостоятельных систем разработки на основе горизонтальных скважин и МЗС для каждого продуктивного объекта в условиях сложного геологического строения: неподтверждение коллектора уже на незначительном удалении от скважин (50-100 м), наличие существенной изменчивости межфлюидных контактов.

Новый подход к формированию программы буровых работ позволяет минимизировать на начальном этапе бурения и исключить в последующем риски, связанные с отсутствием коллектора либо неподтверждением флюдонасыщения.

Ключевые слова: стратегия разработки месторождения, многозабойная скважина, прерывистый коллектор континентального генезиса, проектный фонд скважин, фаза разработки, кустовая площадка, уверенная зона бурения

Для цитирования: Назаров А.В., Утусиков Я.В., Барабанов Д.Е. Новый подход к разбурированию и заканчиванию скважин в условиях многоконтактных залежей континентального генезиса крупного месторождения Красноярского края // Нефтяная провинция.-2023.-№4(36).-С. 226-238. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.226-238>. - EDN SBYGIC

Abstract. The paper considers an innovative approach to implementation of individual development systems involving horizontal and multilateral wells for each production target under conditions of complex geological structure: non-confirmation of reservoir rock at a short distance from wellbores (50-100m), substantial variability of fluid contacts.

New approach to the design of drilling program enables minimization and exclusion of the risks associated with absence of the target reservoir or unconfirmed fluid saturation at the initial drilling stage and at subsequent stages, respectively.

Keywords: *field development strategy, multilateral well, discontinuous continental-genesis reservoir, project wells, development phase, well pad, confident drilling zone*

For citation: A.V. Nazarov, YA.V. Utusikov, D.E. Barabanov Novyy podkhod k razburivaniyu i zakanchivaniyu skvazhin v usloviyakh mnogokontaknykh zalezhey kontinental'nogo genezisa krupnogo mestorozhdeniya Krasnoyarskogo kraya [New approach to well drilling and completion in multiple-contact continental-genesis reservoirs of a large field in the Krasnoyarsk Region]. Neftyanaya Provintsiya, No. 4(36), 2023. pp. 226-238. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.226-238>. EDN SBYGIC (in Russian)

Стратегия Компании предусматривает увеличение доходности бизнеса и отдачи от основных активов за счет интенсификации их разработки. Фокус на реализации ключевых проектов позволит ускоренно тиражировать новые технологии и перевести Компанию на качественно новый уровень с учетом вызовов цифровой эпохи. Перечень приоритетных задач для достижения поставленных целей включает:

- рост добычи жидких углеводородов до уровня 250 млн т в год, который планируется обеспечить в т.ч. за счет выхода на максимальные показатели активов очень сложного геологического строения;
- снижение средней удельной стоимости строительства скважин на 10 %;
- сокращение цикла строительства и ввода в эксплуатацию скважин на 8-10 суток;
- рост доли высокопродуктивных горизонтальных скважин и многозабойных скважин до 40 %.

В рамках реализации стратегии, Компания внедряет ряд инициатив, касающихся вовлечения в разработку крупных перспективных активов Восточной Сибири, один из которых - нефтегазоконденсатное месторождение

Красноярского края. Месторождение является сложным по структуре запасов и геологическому строению. Запасы углеводородного сырья неравномерно рассредоточены в пределах 35 продуктивных пластов, при этом 80 % из них осложнены наличием газовых шапок и подстилающей воды, что затрудняет объединение группы одновозрастных отложений в составе объектов разработки.

В тектоническом отношении рассматриваемая территория находится в области байкальской консолидации фундамента. Этаж нефтегазоносности составляет более 2500 м (Рис. 1), от -950 м (дорожковская свита), до -3700 м (малышевская свита) и включает долганскую, яковлевскую, малохетскую, суходудинскую, нижнехетскую, сиговскую свиты. По мере повышения изученности количество продуктивных пластов возросло с 12 (в 2007 году) до 30 (на начало 2019 года).

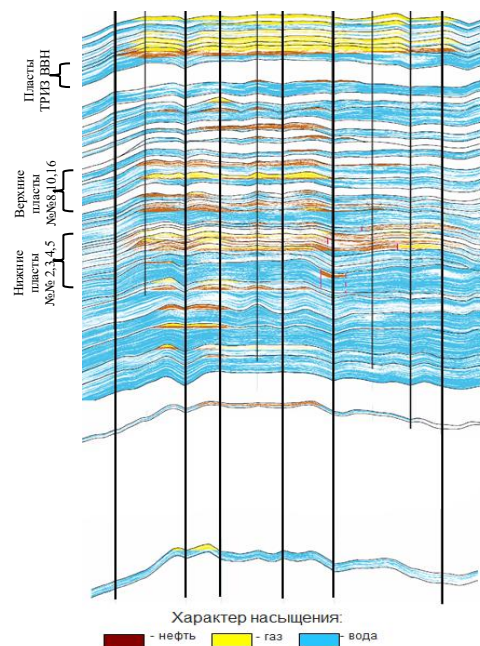


Рис. 1. Профильный геологический разрез

Основными с позиции начальных геологических запасов (НГЗ) нефти являются отложения, осложнённые контактными запасами с газом и водой: нижние пласты №№ 2,3,4,5 – 36 %, верхние пласты №№ 8,10, 16 – 11 % осложненные контактными запасами и повышенной вязкостью

нефтью до 100 сПз и пласты с высоковязкой нефтью (ВВН) >200 сПз, относящиеся к трудноизвлекаемым запасам (ТРИЗ) – 27 %.

Мировой опыт разбуривания многопластовых залежей [1] предполагает вариации последовательной отработки запасов снизу вверх по разрезу либо применение технологий одновременно-раздельной эксплуатации при бурении наклонно-направленных скважин. Применительно к рассматриваемому месторождению по результатам бурения первых наклонно-направленных скважин в рамках опытно-промышленных работ (ОПР) 2009-2010 гг. подтвердились риски сложного геологического строения, невыдержанность коллектора уже на незначительном удалении от скважин и наличие существенной изменчивости межфлюидных контактов.

По результатам ОПР на первой кустовой площадке (КП) пластов №№2,3,4,5 перед проектной командой и добывающим обществом возник ряд вызовов, требующих комплексного решения:

- высокая доля контактных запасов (64 %), риски конусообразования газа и воды;
- наличие различных межфлюидных контактов в пределах одной залежи;
- линзовидное строение и высокая расчлененность коллектора (> 10);
- слабая прогнозируемость зон замещения (< 50 м);
- значительный объем ТРИЗ ВВН (27 %).

По результатам итерационной проработки принято совместное решение о реализации самостоятельных систем разработки на основе горизонтальных скважин для каждого продуктивного объекта [4]. Принципиальная схема проектного фонда предполагает бурение горизонтальных скважин (ГС) длиной 800 м с межрядным расстоянием 600 м и локальным уплотнением в эффективных нефтенасыщенных толщинах больше 8 м (Рис. 2).

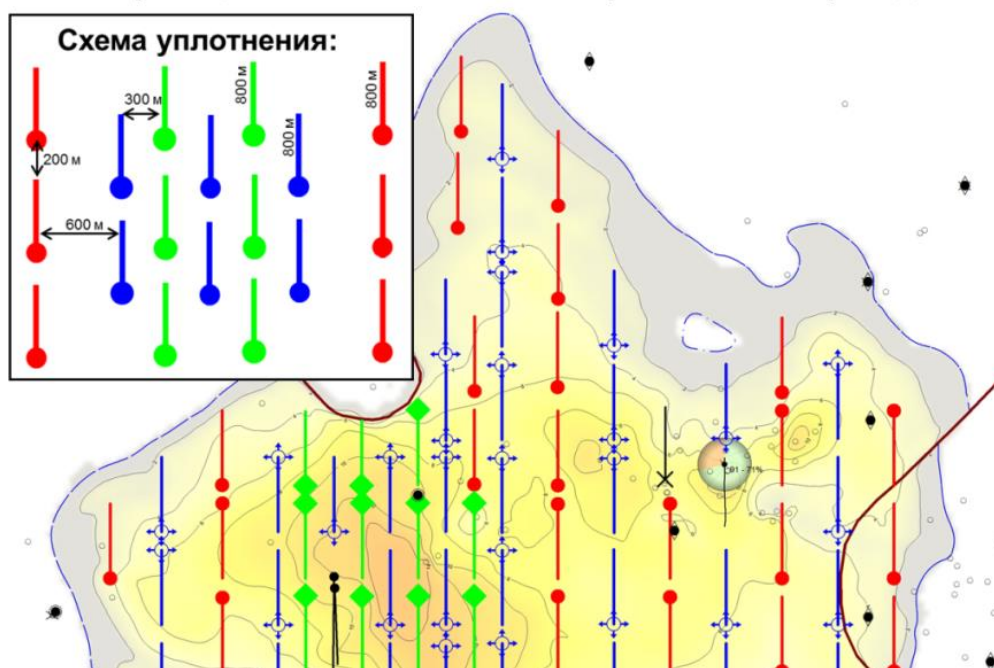


Рис. 2. Принципиальная схема размещения проектного фонда скважин

Первый этап полномасштабного разбуривания (2017 г.) был реализован с уверенных участков, продуктивность которых подтверждена при испытании поисково-разведочных скважин. Прежде всего, речь шла о пластах №№4,5, имеющих континентальный генезис и относящихся к фации «русло», с выдержанным высокопроницаемым коллектором (500-1000 мД).

На втором этапе (2018-2019 гг.) было начато разбуривание объектов №№2,3 (параллельно доизученных транзитным бурением), которые характеризуются высокой изменчивостью и относятся к фации «пойма», с прерывистым среднепроницаемым коллектором (100-200 мД). Учитывая латеральную неоднородность (средняя длина линзы 200-300 м), в процессе бурения значительно ухудшилось качество проводки, в связи с чем участились случаи перебуривания стволов. Одним из решений в сложившейся ситуации стало осуществление «маневров», заключающихся в заблаговременном планировании траектории с резким изменением зенитного угла и выходом горизонтального участка в выше/нижележащие объекты с последующей изоляцией данных участков скважины. «Маневры» позволили уточнить структурное залегание пластов, наличие коллектора, его филь-

традиционно-емкостные свойства и межфлюидные контакты, что сыграло роль в снижении объемов бурения пилотных стволов и улучшило качество проводки в неоднородном коллекторе.

Также для решения проблемы с прерывистым коллектором с 2018 года на месторождении активно применяется технология строительства многозабойных скважин (МЗС) с двумя горизонтальными стволами (Рис. 3), которая себя зарекомендовала в периметре многих отечественных нефтяных компаний [2]. По результатам накопленного опыта можно сделать вывод, что бурение МЗС относительно базовой ГС позволяет существенно нарастить запускные показатели по дебиту нефти (плюс 63 т/сут при депрессии 46 атм., что составляет 53 % от дебита горизонтальной скважины в схожих геологических условиях). Помимо этого достигнутые приросты сохраняются на протяжении длительного периода, что обеспечивается за счет увеличения охвата по площади в монолитном коллекторе и подключением несвязанных линз в прерывистом коллекторе. К 2026 г. планируется нарастить долю МЗС до 45 % от общего количества скважин, пробуренных за отчетный период.

Для снижения рисков конусообразования газа и воды при эксплуатации в подгазовых и водонефтенасыщенных зонах скважины оборудуются устройствами контроля притока (УКП). На текущий момент в рамках ОПР реализованы пять скважино-комплектов УКП, четыре из которых находятся в эксплуатации. Имеющиеся результаты свидетельствуют о перспективности выбранного направления, которые подтверждаются положительным опытом в периметре Компании [3].

Дополнительно проводятся опытные работы по применению технологии «fishbone» (скважина с множественными ответвлениями - как правило, больше трёх - напоминающая в пространстве рыбью кость) в МЗС для увеличения охвата в подгазовых зонах, снижения депрессии на пласт и снятия рисков конусообразования. К настоящему времени строительством

завершена одна скважина, находится в ожидании освоения. В случае подтверждения эффективности добычи возможно дальнейшее тиражирование.

При этом в процессе разбуривания был отмечен факт низкой прогнозной способности имеющихся сейсмических данных (полевые работы МОГТ 3Д в период 2010-2011 гг.). Причина вызвана невысоким контрастом импедансов между коллектором и вмещающими породами, что в свою очередь негативным образом влияло на успешность бурения в среднесрочной перспективе с проектных кустовых площадок. В связи с этим возник вопрос о заблаговременном снятии рисков новых проектируемых кустовых площадок. Для снятия вышеуказанных рисков была составлена дорожная карта с выделением уверенных, зависимых и неуверенных районов, сформирован график бурения с разделением кустовых площадок на фазы с поэтапным проектированием и строительством, предусматривающий в период 2018-2020 гг. бурение 18-и «ключевых» пилотных стволов с большим отходом от вертикали и 12-и глубоких пилотных стволов для доизучения нижележащих объектов (пласты №№ 7,9 и ниже) [5,6]. Обосновано оптимальное количество буровых установок (в количестве восьми).

Представленная программа опережающего бурения позволяет своевременно доизучить неуверенные зоны, не охваченные бурением, и уточнить геологическое строение района работ минимум за 1 год (достаточно для отсыпки кустовой площадки) до начала вышкомонтажных работ [7].

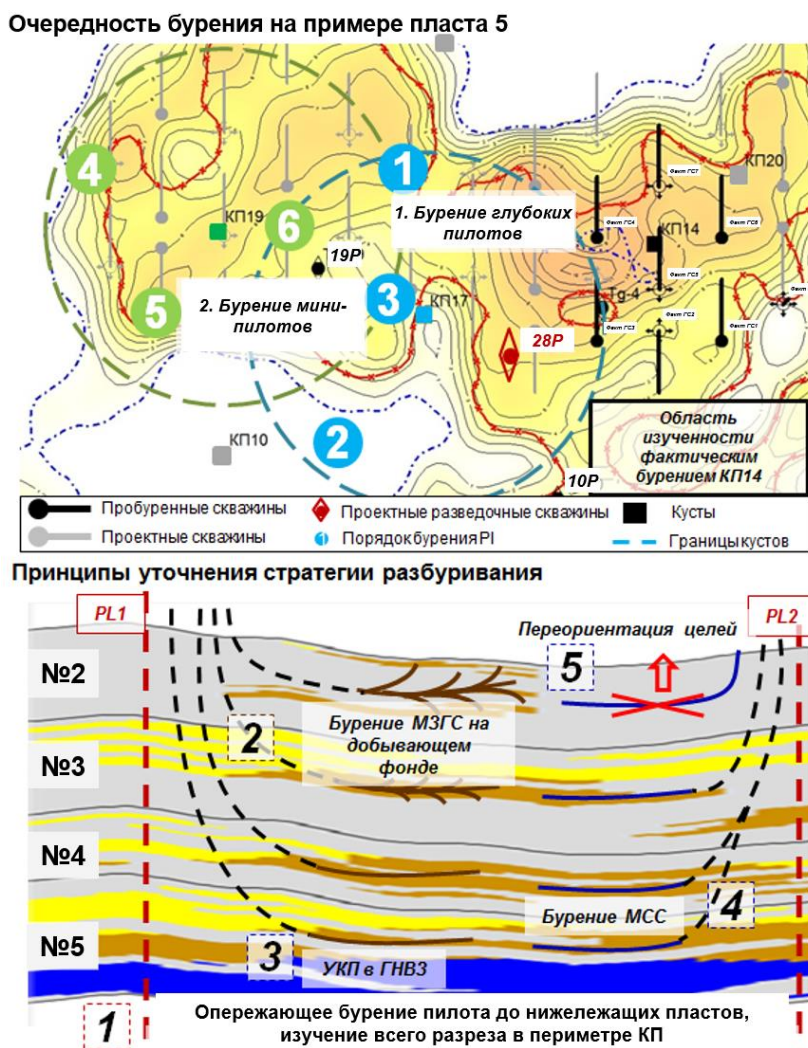


Рис. 3. Стратегия доизучения объектов разработки

На основе информации, полученной в ходе эксплуатационного бурения, была выявлена необходимость выделения фаз разработки (Рис. 4), учитывающая изученность объектов и этапность снятия существующих неопределенностей:

Фаза 1 (уверенные запасы) – вовлечение в разработку запасов, подтвержденных результатами программы ГРР (геолого-разведочные работы), ОПР-1,2 и эксплуатационного бурения 2016-2018 гг., основных объектов разработки (№№ 8, 16, 2-5). Реализация бурения пилотных стволов для подтверждения перспектив Фазы 2, длительная эксплуатация второстепенных объектов для уточнения добычного потенциала;

Фаза 2 (зависимая от эксплуатационного бурения и ГРП) – расширение разработки в новые зоны по результатам реализации программы снятия рисков эксплуатационного бурения [8], доизучение запасов второстепенных объектов;

Фаза 3 (зависимая от ГРП и ОПР) – вовлечение в разработку второстепенных низкорентабельных объектов по результатам длительной отработки, уплотняющее бурение и расширение разработки более рискованных зон.

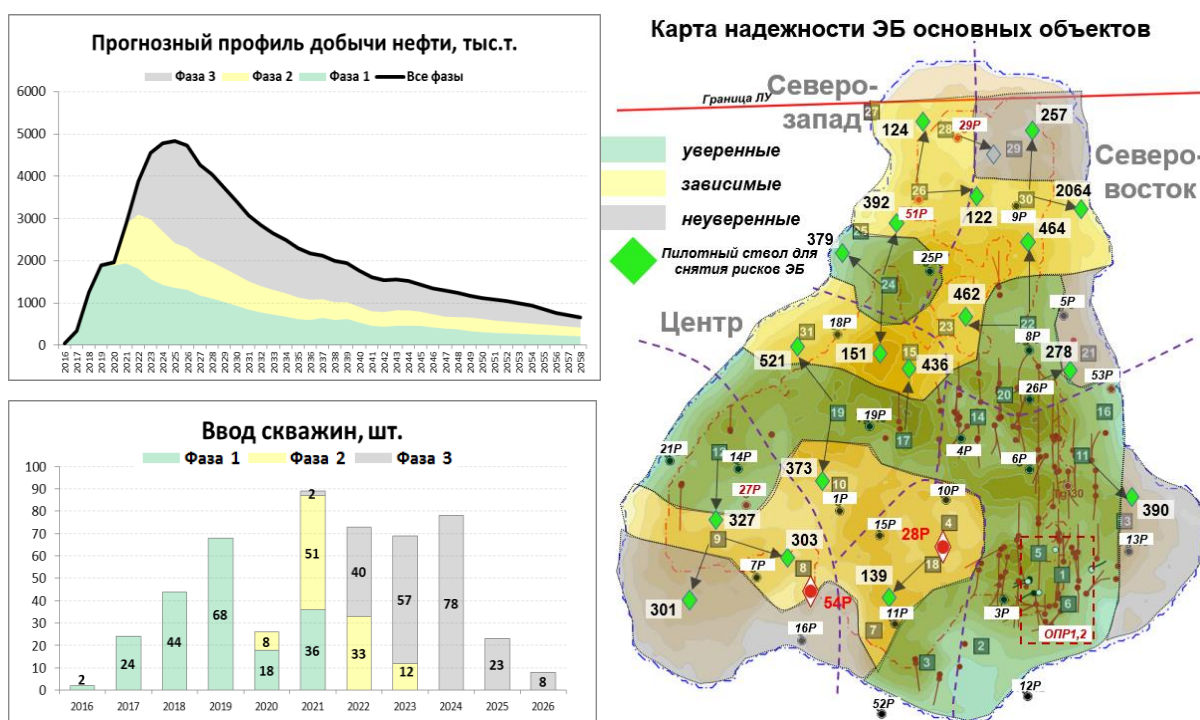


Рис. 4. Типизация запасов и фазы разработки

Учитывая значительную долю запасов, содержащих высоковязкую (200 сПз) нефть (порядка 30 % от всего объема НГЗ), проектной командой сформирована адресная программа доизучения (Рис. 5), включающая в себя:

- проводку скважин на участках с различной структурой запасов, уточнение выдержанности коллектора и наличия флюидоупоров;
- подбор оптимальной проводки скважин в различных геологических условиях, выбор типа фильтра для оптимального режима работы в

- условиях слабоконсолидированного и мелкозернистого коллектора (низкий коэффициент выноса частиц, минимальный эффект штуцирования);
- формирование опытных элементов разработки и тестирование системы поддержания пластового давления (ППД) с закачкой горячей / ненагретой воды, а также длительная эксплуатация скважин погружным оборудованием на естественном режиме.

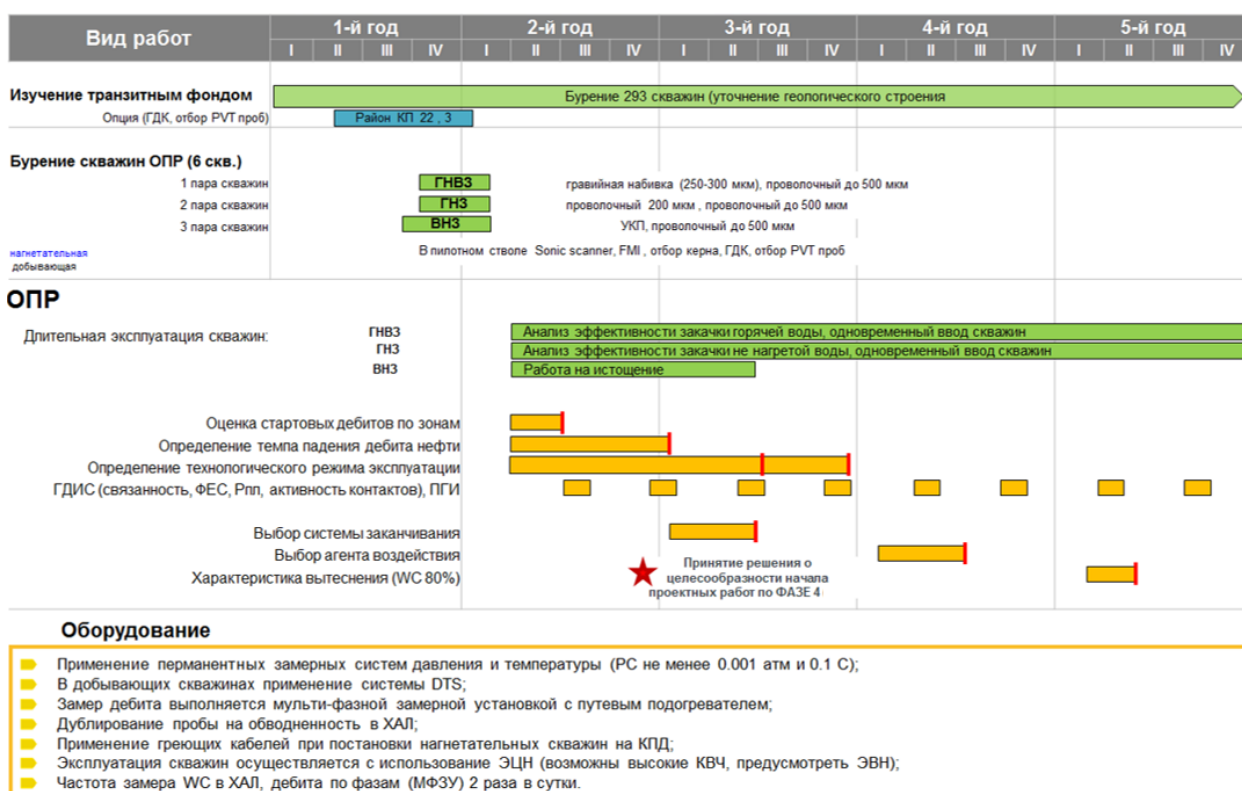


Рис. 5. Программа доизучения объектов с высокой вязкостью

К настоящему времени благодаря совместной работе проектной команды и нефтегазодобывающего общества, разработаны и реализуются новые нестандартные решения возникших проблем, включающие:

- отказ от бурения наклонно-направленных скважин в пользу ГС / МЗС для увеличения охвата по площади / разрезу в условиях линзовидного строения коллектора;
- реализацию «маневров» в горизонтальных скважинах, бурение пилотных стволов с большим отходом [9] от вертикали и глубоких пилотных

стволов для доизучения структурного залегания пластов, наличие коллектора, его фильтрационно-емкостных свойств и межфлюидных контактов;

- применение УКП для снижения рисков конусообразования газа и воды;
- проведение ОПР и адресной программы доизучения ТРИЗ ВВН.

Предложенная концепция рассматривается к тиражированию на активах Компании в Восточной Сибири и на севере Красноярского края.

Список литературы

1. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Джозефс Э.Р. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений. // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник) – 2017. – № 1. – С. 33-50.
2. Подкуйко П.П., Бакиров Д.Л., Ахметшин И.К., Фаттахов М.М. Обоснование и внедрение технологии строительства скважин с разветвленно-горизонтальным окончанием на месторождениях ООО «Лукойл-Западная Сибирь». // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений – 2013. – № 9. – С.27-29.
3. Е.Г. Тимонов, В.В. Вараксин, Д.А. Антоненко, В.Н. Суртаев, А.В. Тимонов. Анализ применения устройств контроля притока как способ эффективного заканчивания на Юрубчено-Тохомском месторождении Красноярского края. // Территория Нефтегаз – 2011. – № 4. – С. 58-62.
4. С.А. Иванова, Р.М. Хисматуллин, С.Л. Важенин. Алгоритм планирования размещения горизонтальных скважин с учётом данных СГА на Русском месторождении (ООО «ТННЦ») // Журнал "Экспозиция Нефть Газ" – 2022 – №1(86) – С. 10-13
5. А.А. Сайфуллин, Л.Н. Мубаракшин, Н.В. Пупков. Методология определения положения ствола горизонтальной скважины по геологическому разрезу с увеличением коэффициента охвата // Вестник Академии наук РБ – 2022 – Т.44, №3(107) – С. 105-113
6. К.В. Константинов, Е.И. Лапина, В.А. Пухарев. Риски и неопределённости определения углов падения пластов при проводке горизонтальных скважин // Журнал "Нефтяная провинция" – 2022 – №3(31) – С. 68-78
7. Р.Л. Хазипов, П.В. Ермаков. Оптимизация рутинных процессов сопровождения бурения для повышения качества проводки горизонтальных скважин. // Научно-техническая конференция «Цифровые технологии в добыче углеводородов: цифровая прозрачность» в ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, 3-7 октября 2022 г. – 2022 – С.153-154
8. К.В. Константинов, Е.И. Лапина, В.А. Пухарев. Пути снижения рисков при бурении горизонтальных скважин. // Нефтяная провинция – 2021 – № 3 (27). – С. 149-162.
9. А.Е. Савин, А.В. Хабаров, Н.А.Герасименко. Оценка возможности импортозамещения бурильного инструмента и обсадных колонн при проектировании строительства горизонтальных скважин с большим отходом от вертикали // Журнал "Нефтяное хозяйство" – 2022 – №8 – С. 48-52

References

1. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Dzhozefs E.R. Technology and design principles of development of multilayer fields. Nauka, Tekhnika i Obrazovaniye [Science, Technology, and Education]. 2017, No. 1, pp. 33-50. (in Russian)
2. Podkuiko P.P., Bakirov D.L., Akhmetshin I.K., Fattakhov M.M. Substantiation and introduction of technology of wells construction with horizontally-branched completion located in oil fields of "LUKOIL–WESTERN SIBERIA, LTD." Geologiya, Geofizika i Razrabotka Neftyanykh i Gazovykh Mestorozhdeniy [Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields]. 2013, No. 9, pp.27-29. (in Russian)
3. Timonov E.G., Varaksin V.V., Antonenko D.A., Surtaev V.N., Timonov A.V. Application analysis of inflow control devices as a way to horizontal well completion efficiency on the Yurubcheno-Tokhomskeye field. Territoriya Neftegaz [Oil and Gas Territory]. 2011, No. 4, pp.58-62. (in Russian)
4. Ivanova S.A., Khismatullin R.M., Vazhenin S.L. Algoritm planirovaniya razmeshcheniya gorizontallynykh skvazhin s uchyotom dannyykh SGA na Russkom mestorozhdenii [Algorithm of horizontal well placement planning considering seismic and geological analysis data in the Russkoye field. Ekspozitsiya Neft Gaz [Exposition Oil Gas]. 2022, No.1(86), pp. 10-13. (in Russian)
5. Sayfullin A.A., Mubarakshin L.N., Pupkov N.V. Methodology for determining the position of the borehole of a horizontal well according to a geological section with increased coverage factor. Bulletin of the Academy of Sciences of the Republic of Bashkortosta. 2022, Vol.44, No.3(107), pp. 105-113. (in Russian)
6. Konstantinov K.V., Lapina E.I., Pukharev V.A. Risks and uncertainties of determining the angles of fall of formations during the wiring of horizontal wells. Neftyanaya Provintsiya [Oil Province]. 2022, No. 3, pp. 68-78. (in Russian)
7. Khazipov R.L., Ermakov P.V. Optimizatsiya rutinnykh protsessov soprovozhdeniya bureniya dlya povysheniya kachestva provodki gorizontallynykh skvazhin [Optimization of routine drilling support processes to improve the quality of horizontal well drilling]. Science and Technology Conference "Digital Technologies in Hydrocarbon Production: Digital Transparency". Ufa, 3-7 October 2022, pp.153-154. (in Russian)
8. Konstantinov K.V., Lapina E.I., Pukharev V.A. Reducing risk ways of horizontal wells drilling Neftyanaya Provintsiya [Oil Province]. 2021, No. 3 (27), pp. 149-162. (in Russian)
9. Gerasimenko N.A., Khabarov A.V., Savin A.E. Evaluating import phase-out of drilling tools and casing pipes when designing horizontal extended-reach drilling well completions. Neftyanoe Khozaistvo [Oil Industry]. 2022, No. 8, pp. 48-52. (in Russian)

Сведения об авторах

Назаров Алексей Владимирович, начальник отдела разработки КЧЛУ, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Россия, 625003, Тюмень, ул. Перекопская, 19

E-mail: avnazarov1@tnnc.rosneft.ru

Утусиков Ярослав Владимирович, начальник управления по геологии и разработке месторождений КЧН, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Россия, 625003, Тюмень, ул. Перекопская, 19

E-mail: yvutusikov@tnnc.rosneft.ru

Барабанов Денис Евгеньевич, специалист отдела разработки КЧЛУ, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625003, Тюмень, ул. Перекопская, 19
E-mail: debarabanov@tnnc.rosneft.ru

Authors

A.B. Nazarov, Head of Department, Kynsko-Chaselsky License Area Development Department, Tyumen Petroleum Research Center LLC
19, Perekopskaya st., Tyumen, 625003, Russian Federation
E-mail: avnazarov1@tnnc.rosneft.ru

Ya.V. Utusikov, Head of Administration, Tyumen Petroleum Research Center LLC
19, Perekopskaya st., Tyumen, 625003, Russian Federation
E-mail: yvutusikov@tnnc.rosneft.ru

D.E. Barabanov, Specialist, Kynsko-Chaselsky License Area Development Department, Tyumen Petroleum Research Center LLC
19, Perekopskaya st., Tyumen, 625003, Russian Federation
E-mail: debarabanov@tnnc.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 12.09.2023

Принята к публикации 20.12.2023

Опубликована 30.12.2023