

Комплексное решение проблемы применимости горизонтальных скважин в условиях месторождений шельфа Вьетнама

Э.Р. Агишев¹,
А.А. Лубнин¹

¹СП «Вьетсовпетро»

Адрес для связи: agishev@narod.ru

Ключевые слова: вынос песка, геомеханическое моделирование, геологическое моделирование, заканчивание горизонтальных скважин, обработка призабойной зоны, геостиринг, бурение горизонтальных скважин, устойчивость ствола скважин.

В работе описан комплекс исследований для решения проблемы применимости горизонтальных скважин к геологическим условиям терригенных отложений месторождений шельфа Вьетнама в части устойчивости стенок ствола скважины, выбора и оптимизации заканчивания горизонтальной секции, подбора состава для очистки призабойной зоны пласта, проводки ствола в целевом интервале.

Для решения проблемы устойчивости стенок скважин построена геомеханическая модель, на основе которой определены условия безаварийного вскрытия потенциально неустойчивых интервалов. Однако, применение утяжеленного бурового раствора для предотвращения обвала стенок скважины потребовало подбор брейкерных композиций для очистки призабойной зоны пласта, что было осуществлено на основе лабораторных экспериментов. Целевой объект представлен рыхлыми слабосцементированными породами, из-за чего повышается риск выноса продуктов разрушения призабойной зоны пласта, что может привести к осложнениям и снижению продуктивности скважин. Проведено исследование пескоудерживающих свойств фильтроэлементов для определения оптимальных параметров хвостовика. Применение геологического моделирования и геостиринга в процессе бурения позволило максимально точно спрогнозировать поведение целевого интервала, обеспечить стопроцентную проводку по коллектору и увеличить длину хвостовика, оснащенного фильтрами. Таким образом, проведенный комплекс исследований для адаптации применимости горизонтальных скважин позволил не только превысить плановые показатели и увеличить эффективность разработки участка, но и дал потенциальную возможность масштабирования полученных результатов для вовлечения в добычу ранее нерентабельных запасов.

A comprehensive solution to the problem of the applicability of horizontal wells in offshore fields in Vietnam

E.R. Agishev¹,
A.A. Lubnin¹

¹JV «Vietsovpetro»

E-mail: agishev@narod.ru

Keywords: sand production, geomechanical modeling, geological modeling, completion of horizontal wells, treatment of the bottomhole zone, geosteering, drilling of horizontal wells, wellbore stability

The paper describes a set of studies to solve the problem of the applicability of horizontal wells to the geological conditions of terrigenous deposits of the Vietnamese shelf fields in terms of the stability of the wellbore walls, selection and optimization of the completion of the horizontal section, selection of composition for cleaning the near-wellbore formation zone, and drilling the wellbore in the target interval.

To solve the problem of well wall stability, a geomechanical model was built, on the basis of which the conditions for accident-free opening of potentially unstable intervals were determined. However, the use of weighted drilling fluid to prevent the collapse of the well walls required the selection of breaker compositions for cleaning the bottomhole zone of the formation, which was carried out on the basis of laboratory experiments. The target object is represented by loose, weakly consolidated rocks, which increases the risk of removal of products of destruction of the bottomhole formation zone, which can lead to complications and a decrease in well productivity. A study of the sand retention properties of filter elements was carried out to determine the optimal parameters of the liner. The use of geological modeling and geosteering during the drilling process made it possible to most accurately predict the behavior of the target interval and ensure 100% tracking through the reservoir.

Thus, the complex of studies carried out to adapt the applicability of horizontal wells made it possible not only to exceed planned indicators and increase the efficiency of site development, but also provided the potential opportunity to scale up the results obtained to involve previously unprofitable reserves in production.

Введение

На сегодняшний день все острее становится проблема разработки запасов нефти, приуроченных к залежам и участкам с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) [1, 2], что во многом связано с первоочередным вводом в эксплуатацию высокопродуктивных районов. Однако, с развитием технологий бурения и добычи на первый план все больше выходят ранее не рентабельные активы, сосредоточенные в низкопроницаемых зонах, подстилаемых подошвенной водой. Разработка подобных участков с применением наклонно-направленных скважин (ННС) во многих случаях может оказаться малоэффективной и низко рентабельной [3, 4]. В то же время, применение скважин с горизонтальным окончанием (ГС) может позволить уменьшить проектный фонд без сокращения плотности сетки скважин, что особенно важно в условиях ограниченности инфраструктуры шельфовых месторождений и высокой стоимостью работ по строительству скважин [5].

Разрез месторождения Белый Тигр сложен осадочными песчано-глинистыми отложениями четвертичной, неогеновой и палеогеновой систем, залегающими на кристаллическом фундаменте мезозойского возраста. Залежи нефти приурочены к кавернозно-трещинным коллекторам фундамента и к песчано-алевролитовым пластам нижнего и верхнего олигоцена, а также нижнего миоцена. Площадь месторождения разбита на изолированные блоки многочисленными дизъюнктивными нарушениями, чье количество и амплитуда сокращается снизу-вверх по разрезу [6].

Отложения Нижнего Миоцена представлены песчано-глинистыми породами и прослеживаются по всей площади месторождения, в них выявлены наилучшие коллекторы, а в разрезе они перекрываются надежной региональной покрывкой роталиевых монтмориллонитовых глин, являющихся региональным сейсмическим репером. На площади месторождения в пределах нижнемиоценового комплекса выделено 6 продуктивных горизонтов. Как правило, их зоны нефтеносности совпадают в плане, что делает применение ГС не эффективным из-за дренирования только одного из них. Западный борт отложений нижнего миоцена представляет собой тектонически

экранированную залежь 23-го горизонта, имеющую субмеридиональное простирание длиной около 6 км и шириной 1 км со средней нефтенасыщенной мощностью 8,6 м, Продуктивность подтверждена 5 эксплуатационными и 4 разведочными скважинами, выработка составляет менее 5 %. Наличие только одного продуктивного горизонта, малая степень разбуренности, высокие темпы падения дебитов и обводнения ННС делают этот участок приоритетным для апробации технологии горизонтального заканчивания скважин.

Первая попытка бурения ГС была предпринята в феврале-марте 2022 г. В ходе бурения транспортной секции (ТС) скважины № 930Н, для достижения вскрытия целевого интервала (ЦИ) с оптимальным углом, была опробована технология онлайн геостиринга. В процессе геонавигации по данным LWD/MWD оперативно обновлялись цели транспортного ствола и его траектория, что позволило вскрыть целевой объект с углом, обеспечивающим оптимальный выход на горизонтальную траекторию. Однако, при бурении в интервале пересечения зоны дизъюнктивных нарушений наблюдалось значительное число осложнений - затяжек и посадок, обусловленных неустойчивостью стенок скважины при больших зенитных углах [7, 8]. При шаблонировании интервала компоновкой нижней части бурильной колонны (КНБК) осложнения устранялись повторной проработкой ствола скважины. При спуске обсадной колонны (ОК) в том же интервале повторно получены посадки, которые не удалось ликвидировать расхаживанием и промывкой. Ввиду значительного увеличения сроков строительства скважин и малого эффекта от мероприятий по борьбе с осложнениями, принято решение о ликвидации части ствола и бурении второго ствола с изменением профиля на наклонно-направленный.

Бурение скважины № 928Н также должно было проходить через зону, осложненную дизъюнктивными нарушениями со значениями зенитных углов сопоставимыми со значениями, при которых получены осложнения на вышеупомянутой скважине. Для минимизации рисков их повторения было проведено комплексное исследование упруго-прочностных свойств пород для построения 1D геомеханической модели и выработки мероприятий по повышению устойчивости стенок ствола скважины.

Для построения геомеханической модели были проанализированы данные 5 опорных скважин, расположенных непосредственно вблизи района бурения. На первом этапе проведены лабораторные исследования деформационных характеристик образцов керна. В общей сложности проведено более 50 опытов, в том числе 30 по определению пределов прочности при одноосном сжатии, 15 методом одностадийного трехосного сжатия с регистрацией скорости продольной и поперечной волны, дополнительно проведены исследования минералогического и гранулометрического состава. Расчеты статических упруго-прочностных свойств произведены с использованием эмпирических корреляционных зависимостей с калибровкой на результаты механического тестирования керна и дальнейшей верификацией модели на данные фактических разрушений ствола, информацию о буровых событиях и результаты теста на «утечку» (Leak-Off Test). Для определения интервального времени пробега поперечной волны, необходимого для расчета динамических упругих модулей, использовано уравнение Гарднера-Кастанья. Коэффициенты подобраны таким образом, чтобы синтетически рассчитанная кривая интервального времени пробега поперечной волны лежала на точках керна.

Анализ расчетов устойчивости ствола вдоль плановой траектории скважины с оценкой порового давления методом Итона по комплексу геофизических исследований скважин (ГИС) [9] позволил определить интервалы возможных осложнений из-за повышения градиента обрушения в глинах и аргиллитах одновременно со снижением градиента начала поглощений. Для верификации применимости полученных результатов проведен ретроспективный анализ: по скважине, исключенной из построений, проведено сравнение рассчитанных и фактических интервалов осложнений. Результатом описанного этапа работ стала рекомендация применения бурового раствора с плотностью $1,20 \text{ г/см}^3$ в интервале среднего миоцена и $1,32 \text{ г/см}^3$ в интервале нижнего миоцена для обеспечения устойчивого состояния стенок скважины.

В процессе бурения и заканчивания скважины компоненты бурового раствора (БР) способны проникать в призабойную зону пласта (ПЗП) и приводить к разбуханию глинистых пород и закупорке фильтрационных каналов частицами твердой фазы,

снижая эффективность вскрытия пласта. Особенно критично это может проявиться в протяженных открытых стволах горизонтальных скважин. Отсутствие возможности организовать замкнутый цикл использования жидкости на буровых установках СП «Вьетсовпетро» накладывает ограничение на применение буровых растворов на нефтяной и полимерной основе. Для первичного вскрытия продуктивного пласта использован БР «FloPro» на основе морской воды, обеспечивающий одновременно необходимую плотность и минимальное повреждение ПЗП. Согласно анализу состава БР основной вклад в загрязнение ПЗП связан с элементами твердой фазы, вводимыми для предотвращения поглощений и повышения термической стабильности- CaCO_3 и MgO . Вторым источником загрязнения является буровой шлам: согласно кернам исследования минерального состава продуктивный пласт сложен кварцевым и аркозным песчанником с включением глинистых (10–13 %) и карбонатных минералов (0,3–0,8 %). Высокое содержание глинистой составляющей накладывает на состав для проведения обработки призабойной зоны пласта (ОПЗ) необходимость одновременно минимизировать набухание глин, но в то же время обеспечить растворение элементов БР.

Для достижения поставленных целей был подобран и исследован на образцах шлама и керна состав для ОПЗ на основе смеси органических кислот и хелатных соединений, предотвращающих вторичное осадкообразование. Лабораторные опыты показали, что состав обладает высокой растворяющей способностью (более 90 % массы при температуре 70–100 °С в течение 4 ч) по отношению к компонентам твердой фазы БР (рис. 1), и низким показателем набухания глин (рис. 2). В целом исследования показали, что состав способен восстанавливать проницаемость образца до 70 % от начального значения. Дополнительно проведены испытания на совместимость подобранной композиции с БР, жидкостями глушения и пластовыми флюидами, подтверждающие эффективность состава для проведения ОПЗ после бурения.

В случае слабосцементированных пластов остро стоит проблема пескопроявления, связанная с выносом твердых частиц в ствол скважины, обусловленным разрушением и переносом элементов горной породы фильтрующимся флюидом. Следствием этого

может стать эрозия оборудования и снижение продуктивности скважины за счет засорения ПЗП и фильтра-хвостовика. Самым широко применяемым способом заканчивания ГС, одновременно позволяющим значительно снизить вынос песка, является спуск в горизонтальную секцию нецементируемых фильтр-хвостовиков. Но при их применении ключевым является вопрос подбора апертуры, позволяющей одновременно обеспечить удержание выносимых частиц и, в тоже время, избежать закупоривания проходных отверстий. Для заканчивания скважины предложено использовать проволочный фильтр с апертурой $200 \cdot 10^{-6}$ м, в качестве обоснования приведены результаты исследования на удержание песка (Sand Retention Test) [10].

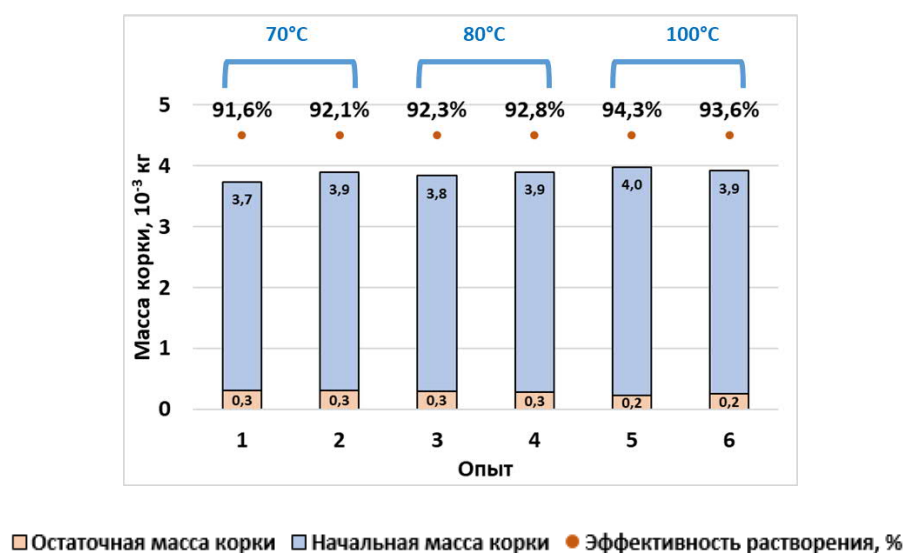


Рис. 1. Определение растворяющей способности состава

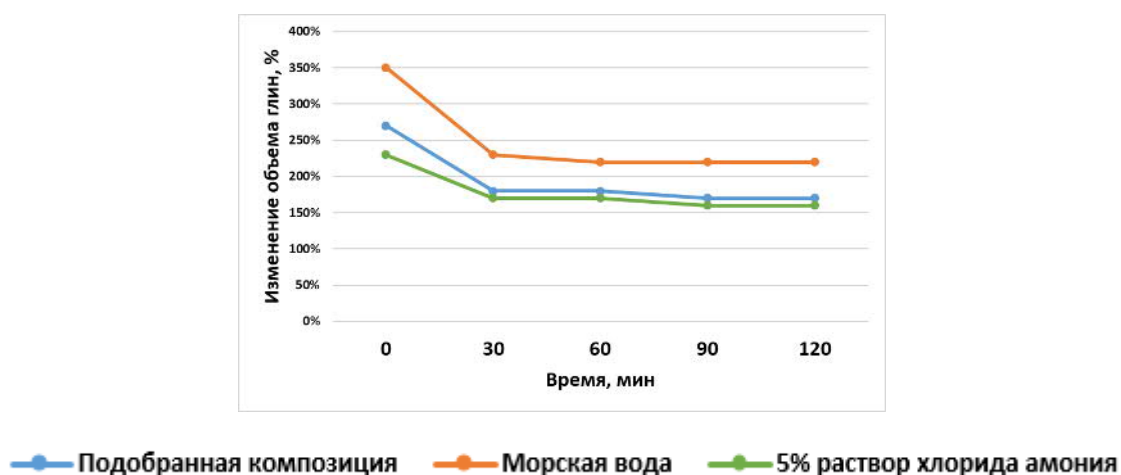


Рис. 2. Определение способности к набуханию образцов глинистых минералов

Ключевое отличие проведенного исследования от стандартных методик является определение не только скорости фильтрации и перепада давлений, но и количества взвешенных частиц и их гранулометрический состав в флюиде после прохождения через оцениваемый образец фильтра. В ходе эксперимента использовалась насыпная модель, восстановленная по гранулометрическому составу керна. Гранулометрический состав частиц (рис. 3), прошедших через фильтр, показал отсутствие элементов с размером выше заявленной апертуры фильтра, при этом проницаемость фильтра за счет засорения каналов сократилась менее чем на 30 % от начальной, а содержание взвешенных частиц составило 0,9 г/л. Таким образом исследованный фильтр-хвостовик удовлетворяет разработанным критериям [11] и рекомендован к применению.

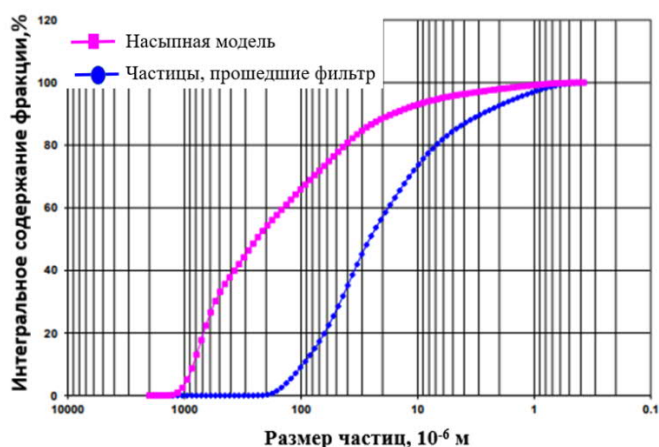


Рис. 3. Гранулометрический состав насыпной модели керна и частиц, прошедших через фильтр

Выполнение при бурении ТС скважины № 928Н рекомендаций, выработанных на этапе гемеханического моделирования, позволило избежать осложнений, наблюдаемых при бурении предыдущей скважины. Незначительные посадки и затяжки были устранены расхаживанием инструмента или легкой проработкой. Безаварийность спуска ОК в интервалах с высокими зенитными углами обеспечивалась использованием системы с внутренним захватом, позволяющей осуществлять циркуляцию, расхаживание и вращение спускаемой ОК [12].

В ходе строительства ННС траектория ствола является практически неизменной, как правило, принимается решение только о ее сокращении или удлинении. Однако, при

бурении ГС неопределенность в глубинах и углах залегания пластов, необходимость в вскрытии ЦИ с углом, позволяющим обеспечить бурение в заданном интервале и в удержании ствола скважины в наиболее благоприятных коллекторах делает необходимым оперативное управление траекторией. Использование технологии геонавигации позволяет определить текущее положение ствола скважины в разрезе на основе анализа данных LWD/MWD и оперативно вносить изменение в траекторию скважины. В качестве ЦИ проводки горизонтального участка (ГУ) скв. № 928Н выбрана прикровельная зона чистых кварцевых песчаников мощностью около 4 м, характеризующаяся удельными сопротивлениями выше 7 Ом·м и наиболее благоприятными ФЕС. Стоит отметить, что ниже ЦИ также располагается коллектор, обладающий ухудшенными ФЕС, поэтому выход ствола скважины в эту зону являлся допустимым.

При бурении ГС за 350 м до планируемой точки входа в ЦИ начато сопровождение в режиме онлайн 24/7. В состав КНБК был включен модуль телеметрии с датчиками нейтронного каротажа, резистивиметрии и гамма-каротажа (ГК). Все промежуточные реперные горизонты были встречены с разностью а.о. ± 2 м от прогноза. При приближении к кровле ЦИ раньше прогнозного замечено уменьшение значений ГК, резкий рост сопротивлений до 6,5 - 7,5 Ом·м и появления газопоказаний, что указывало на досрочное вскрытие ЦИ. Из-за сокращения мощности прикровельных глин целевого пласта относительно опорных скважин, кровля ЦИ встречена на 8,2 м выше относительно плана на начало бурения и на 6,4 м выше прогноза при сопровождении, что заставило пересмотреть прогноз в глубинах и углах залегания ЦИ, обновить траекторию ГУ и стратегию его проводки. Однако, оперативное управление траекторией, несмотря на более раннюю встречу кровли, позволило вскрыть пласт с зенитным углом $80,1^\circ$, при рекомендованных $81-82^\circ$.

По результатам вскрытия кровли ЦИ и не подтверждения тренда поведения структуры, основанного на данных 3D сейсморазведки, было принято решение отказаться от локального «прогиба» в середине ГУ (рис. 4). Расчет обновленной траектории выполнен исходя из максимальной интенсивности изменения кривизны 3° на

30 м, что позволяло одновременно максимально быстро выйти на зенитный угол 90° и снизить вероятность осложнений при спуске фильтра-хвостовика. При бурении горизонтального участка для повышения точности прогноза поведения структуры был расширен комплекс LWD, в него вошли нейтронный, акустический, плотностной каротаж; резистивиметрия, два датчика ГК и глубинный картограф границ. Картограф во время бурения позволяет провести дополнительную оценку расстояний до границ пласта благодаря набору зондов сопротивлений с различными глубинами исследования, тем самым повышая точность позиционирования забоя скважины и прогноза поведения структуры резервуара [13].

Согласно выработанной стратегии, на первом этапе (зона I на рис. 5) был полностью вскрыт ЦИ и ствол «вышел» в подошвенную заглинизированную часть пласта (зона II), тем самым уточнив мощность ЦИ. После чего начато бурение вверх «на встречу» падению структуры (зона III), что обеспечило скорейший выход в ЦИ, обладающий улучшенными ФЕС. На данном этапе большую роль сыграл картограф границ. Бурение вверх сопровождалось риском выхода в кровельные глины в случае наличия структурного «прогиба», от которого было решено отказаться поле бурения ТС. На протяжении участка набора кривизны модуль не выявил приближения границы пласта сверху, что указывало на верный выбор стратегии. После возврата в ЦИ, произведено снижение зенитного угла до 90° и бурение с небольшими корректировками для удержания ствола скважины в целевом высокоомном песчаном теле (зона IV). Результаты интерпретации ГИС подтверждают позиционирование забоя скважины в процессе сопровождения бурения. Зона I представлена песчаниками с постепенным увеличением глинистости и снижением сопротивлений, в зоне II, соответствующей ухудшенной части разреза, наблюдается снижение пористости и увеличение карбонатной составляющей. После преодоления зоны III, представляющей собой наиболее глинизированную часть разреза, ствол скважины вернулся в зону максимальных ФЕС.

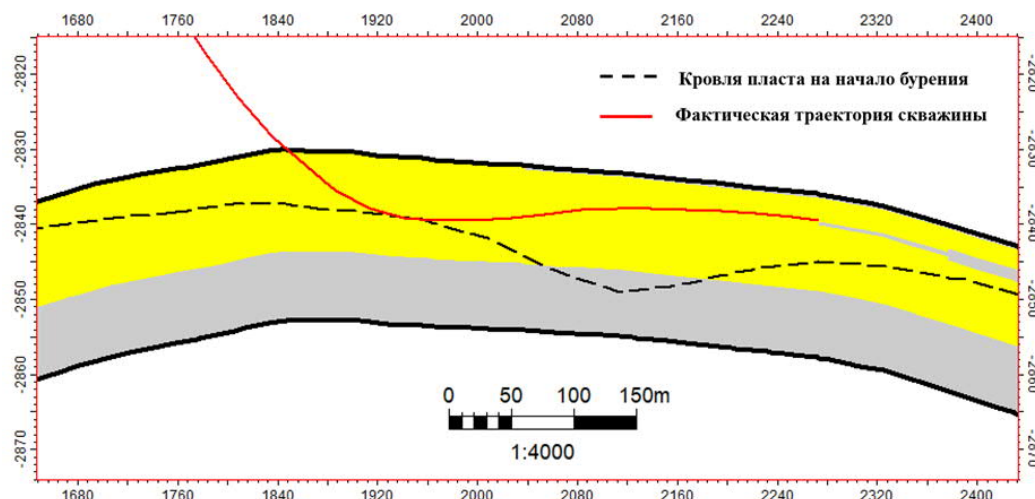


Рис. 4. Разрез по литологии вдоль фактической траектории по итогам проводки скважины

По данным ГИС ствол полностью проведен по коллектору, по всей протяженности ГУ выносимый шлам представлен 100 % песчанником, наблюдалось свечение, газопоказания колебались от 8 до 17 %. Проходка по ЦИ составила 47 %, по коллектору с ухудшенными ФЕС – 26 %, по глинизированной зоне – 16 %, не интерпретировано из-за неохваченности ГИС – 11 %. Успешное применение геонавигации позволило пересмотреть схему заканчивания скважины и увеличить длину ГУ, оснащенного ранее подобранным фильтром-хвостовиком на 24 %, с 300 до 372 м.

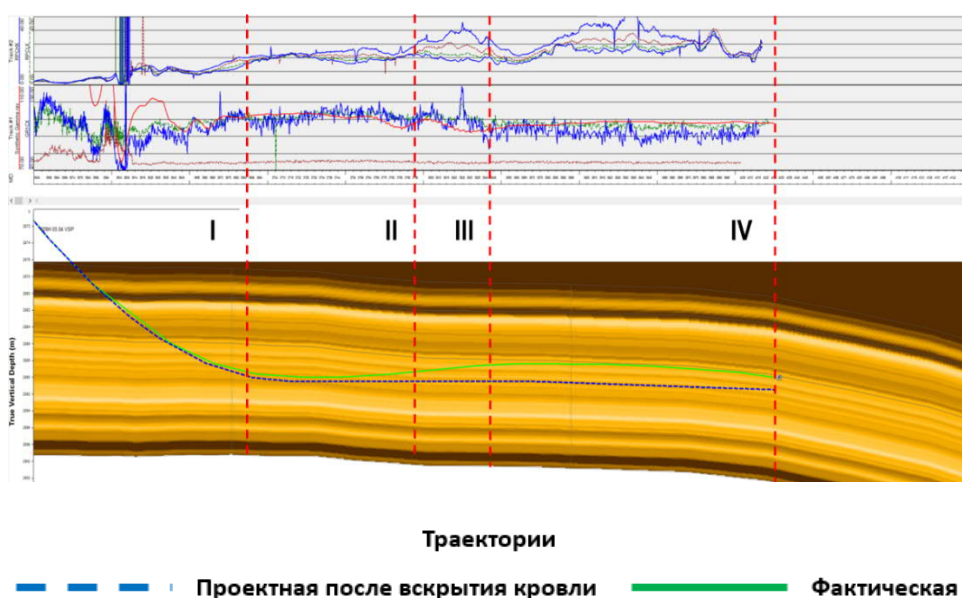


Рис. 5. Проводка горизонтального участка с обозначением основных участков

После установки фильтра-хвостовика проведена ОПЗ, в ходе которой было закачано 22 м³ подобранного состава, однако, после выдержки в течении 3 часов притока из скважины получено не было, что указывало на неполное удаление элементов БР. Было принято решение о проведении повторной ОПЗ с увеличением времени реакции до 4 часов. После закачки агента во время технического отстоя скважины наблюдалось падение трубного давления и открытие поглощения с интенсивностью 2м³/час, что указывало на восстановлении проницаемости ПЗП.

Запускной дебит нефти составил 248 т/сут, что более чем в 2 раза превышает запланированные показатели и в 3–4 раза параметры соседних ННС. Работа скважины характеризуется стабильными дебитами, а также низкими, в сравнении с окружением, темпами падения и обводнения (рис. 6, таблица 1). За счет высоких запусковых параметров и низких темпов падения, за первые полгода проектный показатель по накопленной добычи нефти был превышен на 40 % и составил 23,5 тыс. т. Во время освоения скважины содержание взвешенных частиц колебалось от 0,21 до 0,46 г/л, что, вероятно, связано с выносом остатков глинистой корки, шлама и продуктов реакции. Согласно замеру, через полгода концентрация механических примесей не превышала 0,1 г/л.

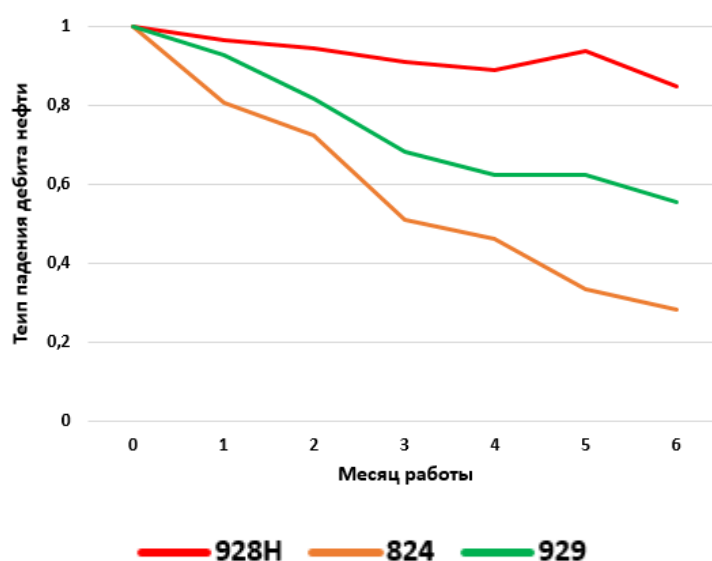


Рис. 6. Сравнение темпов падения дебитов нефти

Таблица 1. Сравнение показателей работы

Скважина	Запускные параметры			Падение дебита нефти за первые 6 мес, %	Накопленная добыча нефти за первые 6 мес, тыс т
	Дебит жидкости, м³/сут	Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %		
928Н	344	248	6	10,1	23,5
824	115	89	1	66,7	7,8
929	88	62	9	37,5	5,6

Первый опыт применения ГС показал высокую эффективность горизонтального способа заканчивания при разработке однопластовых участков. Несмотря на увеличение стоимости и сроков строительства относительно ННС за счет высоких и стабильных дебитов за первые 6 мес работы удалось достичь высокого индекса доходности – 5,5. В перспективе применение ГС позволит увеличить рентабельность добычи, в том числе за счет уменьшения количества скважин, необходимых для разработки месторождения. Проводимые замеры содержания механических примесей указывают на эффективную работу подобранного фильтра-хвостовика. Сокращение объема необходимого бурения является актуальной проблемой для шельфовых месторождений, как с точки зрения экологии, так и рентабельности добычи. ГС широко применяется по всему миру, однако, как и любую технологию ее необходимо адаптировать под конкретные условия.

Таким образом, на этапе проектирования был выявлен ряд направлений, требующих проработки для успешной адаптации применимости горизонтальных скважин к геологическим условиям месторождений шельфа Вьетнама. Реализация комплекса работ позволила минимизировать риски, связанные с бурением, заканчиванием и эксплуатацией ГС: обоснованы параметры БР, позволяющие осуществлять безаварийное бурение в зонах дизъюнктивных нарушений; проведены опыты по определению состава для проведения ОПЗ; подобран фильтр-хвостовик для снижения количества механических примесей, поступающих в ствол скважины; применен набор современных методов геонавигации, позволивших добиться оптимального положения ГУ в разрезе. Комплексный подход к проектированию и сопровождению бурения позволил добиться высоких результатов и «открыть дверь» для внедрения горизонтального заканчивания скважин на месторождениях СП «Вьетсовпетро». На сегодняшний день подобраны участки-аналоги для продолжения внедрения ГС, для чего проведена детальная

корреляция отложений Нижнего Миоцена на западном борту месторождения Белый Тигр с выделением ЦИ, характеризующегося высокими ФЕС.

Список литературы

1. Федотов, И. Б. Перспективы освоения запасов углеводородов в низкопроницаемых пластах-коллекторах месторождения им. В.Н. Виноградова [Текст] / И. Б. Федотов, О. Ю. Кашников, И. А. Кибаленко [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 6. – С. 98-102
2. Фаттахов, И. Г. Перспективы внедрения горизонтальных скважин на месторождениях со сложным геологическим строением [Текст] / И. Г. Фаттахов, А. С. Семанов, А. И. Семанова [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – № 3(363). – С. 46-53
3. Агишев, Э.Р. Оптимизация разработки многослойных продуктивных пластов изменением параметров заканчивания скважин и их расположения [Текст] / Э.Р. Агишев, Р.Н. Бахтизин, Г.С. Дубинский [и др.] // SOCAR Proceedings. – 2022. – №. 4. – С. 27-34
4. Буторин, А. В. Оценка потенциала тюменской свиты в пределах Ноябрьского региона Западной Сибири [Текст] / А. В. Буторин, Р. Р. Зиннурова, М. Ю. Митяев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 12. – С. 41-43
5. Иванов, А. Н. Повышение эффективности разработки месторождений СП "Вьетсовпетро", находящихся на поздней стадии разработки в условиях ограниченности фонда скважин на морских стационарных платформах [Текст] / А. Н. Иванов, Д. В. Приданников, А. А. Мурыгин [и др.] // ПРОнефть. Профессионально о нефти. – 2022. – № 2(24). – С. 52-59
6. Геологическое строение и нефтегазоносность шельфовых месторождений СП «Вьетсовпетро» [Текст] / Ле Вьет Хай, Ты Тхань Нгиа, М.М. Велиев [и др.]. - С.-Пб: Недра, 2016. - 524 с.
7. Блинов, Р. А. Определение устойчивости стенок скважины при проходке интервалов слабосвязных горных пород с учетом зенитного угла [Текст] / Р. А. Блинов // Записки горного института. – 2019. – № 236. – С. 172-179
8. Мосин, В. Стабильность ствола скважины при бурении глинистых отложений ранней стадии катагенеза [Текст] / Мосин В., Меденцев А. // Нефть и газ Евразия. 2014. - № 8-9. - С. 62-67
9. Попов, А.Н. Некоторые вопросы обеспечения устойчивости стенок наклонно-направленных скважин и предупреждения поглощений технологических жидкостей [Текст] / А.Н.Попов, Р.А.Исмаков, А.Р.Яхин, [и др.] // SOCAR Proceedings.- 2021. - № 1. - С. 60-67
10. Tananykhin, D. Effect of Wire Design (Profile) on Sand Retention Parameters of Wire-Wrapped Screens for Conventional Production: Prepack Sand Retention Testing Results [Text] / Tananykhin D., Grigorev M., Simonova E., [et al] // Energies - 2023. - №16 (2438)
11. Hodge, R.M. An Evaluation Method for Screen-Only and Gravel-Pack Completions [Text] / R. M. Hodge, R. C. Burton, V. Constien, [et al] // Paper presented at the International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, February 2002

12. *Салихов, А. И.* Покорение новых вершин СП «Вьетсовпетро» Внедрение технологии спуска обсадной колонны с вращением и бурения с контролем давления в СП «Вьетсовпетро» [Текст] / А. И. Салихов, Д. Ю. Гундорин, А. В. Железников // Нефть. Газ. Новации. - 2023. - № 9(274). - С. 16-18
13. *Шарифуллин, И. Ф.* Первое применение технологии многопластового картирования высокого разрешения при бурении на газовом проекте Семаковского месторождения [Текст] / И. Ф. Шарифуллин, И. А. Нагорная, Д. М. Габбасов [и др.] // Бурение и нефть. - 2022. - № 4. - С. 22-25