

Опыт управления рисками при разработке оторочки высоковязкой нефти пласта ПК₁ нефтегазоконденсатного Северо-Комсомольского месторождения

Сурикова Е.С.¹, Галлямов Р.И.¹, Муратов И.Ф.²

¹ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия, Уфа, Россия; ²ООО «СКН», Губкинский, Россия
es_surikova@bnipi.rosneft.ru

Аннотация

В статье представлено описание геологических и технологических рисков, выявленных при опытно-промышленной разработке тонкой оторочки высоковязкой нефти пласта ПК₁ Северо-Комсомольского месторождения. Приведены возможные причины возникновения рисков для этого объекта и используемые методы их минимизации. Подобраны методы повышения прогнозной способности геологической модели и выделения высокорисковых в плане геологии зон. Также описаны используемые методы минимизации технологических рисков, таких как прорывы газа и воды и преждевременное обводнение добывающих скважин.

Материалы и методы

Комплексная интерпретация данных 3D-сейсморазведки и геофизических исследований скважин позволила построить структурный каркас и геологическую 3D-модель пласта. Для трассирования разломов применялся атрибутивный анализ и программное обеспечение на основе машинного обучения. Статистический анализ технологических показателей работы

добывающих скважин использовался для анализа прорывов воды к горизонтальным стволам и преждевременного обводнения скважин.

Ключевые слова

Северо-Комсомольское нефтегазоконденсатное месторождение, 3D-сейсморазведка, геологические риски, технологические риски

Для цитирования

Сурикова Е.С., Галлямов Р.И., Муратов И.Ф. Опыт по управлению рисками при разработке оторочки высоковязкой нефти пласта ПК₁ нефтегазоконденсатного Северо-Комсомольского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2025. № 2. С. 32–37.
DOI: 10.24412/2076-6785-2025-2-32-37

Поступила в редакцию: 07.04.2025

GEOLOGY

UDC 550.8 | Original Paper

Experience in risk management in the development of a high-viscosity oil rim of the PK₁ formation of the Severo-Komsomolskoye field

Surikova E.S.¹, Gallyamov R.I.¹, Muratov I.F.²

¹“RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia; ²“SKN” LLC, Gubkinsky, Russia
es_surikova@bnipi.rosneft.ru

Abstract

The paper presents a set of risks identified during the pilot development of a thin, highly viscous oil rim at the Severo-Komsomolskoye field, the causes of risks for this object, and possible and used methods of risk minimization/management.

Integrated interpretation of 3D seismic and well logging data made it possible to build a structural frame of the study area and 3D geological PK₁ bed model. For fault tracing we used an attribute analysis and program, which uses an algorithm based on machine learning and neural networks. A statistical analysis of the wells development data.

The purpose was to identify geological and technological risks and develop risk management/minimization measures based on the results of the drilled wells analysis during the development of new oil rim areas of the PK₁ bed.

As a result, methods were selected to increase the predictive ability of the geological model and identify high-risk zones for geological risks. The methods used to minimize technological risks, such as gas and water breakthroughs and premature watering of production wells, are also described.

Materials and methods

Integrated interpretation of 3D seismic and well logging data made it possible to build a structural frame of the study area and 3D geological PK₁ bed model. For fault tracing we used an attribute analysis and Geoplat program, which uses an algorithm based on machine learning

and neural networks. Statistical analysis of the wells development data was used.

Keywords

Severo-Komsomolsky oil-and-gas field, 3D seismic, geological risks, technological risk

For citation

Surikova E.S., Gallyamov R.I., Muratov I.F. Risk management during the development of a high-viscosity oil rim of the PK₁ formation of the North Komsomolskoye field // Exposition Oil Gas, 2025, issue 2, P. 32–37. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2025-2-32-37

Received: 07.04.2025

Введение

Северо-Комсомольское нефтегазоконденсатное месторождение — одно из крупнейших в мире по запасам высоковязкой нефти, которая содержится в 20-метровой нефтяной оторочке пласта ПК₁. Открыто месторождение в 1969 г., в 2000–2002 гг. осуществлен ряд опытно-промышленных работ на пласт ПК₁ и с 2018 г. ведется разработка нефтяной оторочки. Залежь пласта ПК₁ газонефтяная, антиклинальная, тектонически экранированная. В результате подготовки к вводу в разработку нефтяной оторочки была построена геологическая 3D-модель залежи, выполнен подсчет запасов нефти, газа и конденсата.

Ввиду сложного геологического строения месторождения при разработке залежи ПК₁ специалисты столкнулись с целым рядом вызовов и вопросов, связанных с прикладными аспектами повышения прогнозной способности геологической модели, выбором оптимальной глубины проводки горизонтальных стволов для минимизации прорывов газа/воды в добываемую нефть, изучение причин и методов минимизации прорывов воды и преждевременного обводнения добывающих скважин.

Объект исследования в данной работе — залежь пласта ПК₁ Северо-Комсомольского нефтегазоконденсатного месторождения. Цель работы заключалась в выявлении геологических и технологических рисков и разработке мероприятий управления или минимизации рисков по результатам анализа пробуренных скважин при освоении новых участков нефтяной оторочки залежи ПК₁.

Характеристика пласта ПК₁

Газонефтяная залежь пласта ПК₁ является основным объектом разработки, содержит 74 % извлекаемых запасов углеводородов (УВ) месторождения. В нефтяной оторочке общей толщиной 4–20 м содержится 63 % запасов УВ залежи при пересчете в нефтяной эквивалент, в газовой шапке высотой до 35 м — 37 %. Нефтенасыщенные толщины не превышают 10 м. Пласт характеризуется высокой фациальной неоднородностью: чередование фаций коллекторов с проницаемостью до $8 \cdot 10^{-12}$ мм² и пористостью до 40 % с фациями неколлекторов с проницаемостью менее $2 \cdot 10^{-15}$ мм² и пористостью менее 24 %. Пласт имеет высокий коэффициент песчаности, составляющий в среднем в нефтяной части 0,82, отсутствуют зоны глинизации коллектора. Вязкость нефти составляет 0,07 Па·с. Высокая латеральная неоднородность пласта и высокая вязкость нефти вызвали необходимость подбора системы разработки с максимальным охватом нефтенасыщенных коллекторов, что успешно решено рядной системой разработки горизонтальными скважинами с длиной горизонтальных стволов (ГС) до 2 000 м и расстоянием между скважинами 150 м.

На площади Северо-Комсомольского месторождения с юго-запада на северо-восток протягивается зона левостороннего сдвига фундамента, которая по отложениям мела и кайнозоя представляет собой систему опирающихся разломов северо-восточного — юго-западного простирания [1]. Разломы секут весь осадочный чехол, по результатам интерпретации геофизических исследований скважин залечены кальцитом. Амплитуда разломов в интервале пласта ПК₁ достигает 90 м.

Вызовы и применяемые решения

На первом этапе исследования были выявлены возможные риски при бурении

новых скважин на пласт ПК₁, на втором этапе — качественная оценка рисков, разработка и реализация мероприятий минимизации выявленных рисков. Работа по выявлению и минимизации рисков при разбуривании залежи для этого месторождения выполнена впервые. Предложенные меры управления рисками применяются с 2020–2023 гг. Основные результаты работы приведены ниже.

1. Повышение прогнозной способности геологической модели

На начальном этапе построения геологической модели (ГМ) основным вопросом является выбор оптимального размера ячейки. Латеральная составляющая ячейки модели определяется расстоянием между скважинами, условиями накопления пласта (размеры фациальных тел), детальностью модели и временем ее расчетов; вертикальная — разрешающей способностью методов геофизических исследований скважин (ГИС) и толщиной моделируемых прослоев (чаще всего коллектора и неколлектора) [2]. Размер ячеек в геологической модели пласта ПК₁ выбран $50 \times 50 \times 0,4$ м. Время пересчета ГМ с таким размером ячеек отвечает оперативным задачам: порядка нескольких часов — для геологической модели и 3–4 дня — на одну проектную скважину для подготовки гидродинамической модели. Латеральный размер ячейки 50×50 м — это максимальный размер при расстоянии между ГС 150 м. Высота ячейки 0,4 м позволяет максимально учесть прослой коллектора и оптимизировать время счета модели для оперативных задач, т.к. большинство прослоев коллектора имеют толщину не менее 0,4 м. При выбранном размере ячейки ее объем ($50 \times 50 \times 0,4 = 10^3$ м³) крупнее, чем по теоретическим расчетам предлагается для использования в рейтинге бурения ($25 \times 25 \times 0,2 = 125$ м³), но меньше, чем для оперативных задач ($100 \times 100 \times 0,3 = 3 \cdot 10^3$ м³) [3]. Таким образом, был выбран оптимальный размер ячейки геологической модели для рассматриваемого объекта.

Один из основных входных параметров для построения ГМ — это структурная карта кровли пласта. К моменту начала опытно-промышленной разработки использовались два варианта структурных карт кровли пласта ПК₁: построенный методом интервальных скоростей с введением поправок, компенсирующих недоучет статических поправок при обработке (ОАО «ЦГЭ», 2004 г.), и построенный методом средних скоростей (ООО «РН-БашНИПИнефть», 2018 г.).

С целью улучшения прогнозной способности в рамках сопровождения бурения и построения ГМ в 2019 году был построен третий вариант структурной карты с использованием авторского метода. Суть данного метода состоит в том, что изначально отстраивается поверхность газонефтяного контакта (ГНК), затем от нее, используя карту интервальной скорости в газовой шапке, строится структурная карта кровли пласта. Этот вариант принят в качестве основного, используется в ГМ, постоянно корректируется по данным фактического бурения.

При анализе риска неподтверждения структурного плана для новых скважин/кустов предложено проводить сравнение карт, построенных разными методами. Обосновывается это предложение тем, что сейсмический куб сшивался на уровне суммарных кубов, поэтому выбор одного варианта структурной карты с минимальной ошибкой на данный момент ввиду неравномерного

разбуривания площади не гарантирует, что такой вариант структурной карты будет лучшим для всех кубов/частей блокового месторождения.

Риск неподтверждения структурного плана минимизируется следующим образом:

1. Прогноз по трем вариантам структурных карт при планировании новых скважин. При отличии разных вариантов на 0–2 м риск признается низким, при отличии на 2–5 м — средним, более 5 м — высоким.
2. При высоком риске неподтверждения структуры происходит сравнение разных вариантов структурных карт с результатами бурения новых скважин (при их наличии вблизи проектной скважины) и выбор лучшего варианта для прогноза зоны проектной скважины или куста скважин. Если новых скважин в анализируемой зоне нет, то заказчику передается прогнозная глубина пласта в проектной скважине по всем вариантам структурных карт с указанием максимально возможного отклонения глубины кровли пласта от принятой ГМ.
3. Соответствие ГМ и адаптации гидродинамической модели сектора проектной скважины. При бурении скважин в краевых частях залежи и гидродинамическом моделировании для соседних проектных скважин может складываться ситуация невозможности схождения фактических и расчетных параметров работы ближайших пробуренных скважин даже при максимальном прохождении ГС через коллектор. Такая ситуация косвенно свидетельствует о неточности структурной поверхности, т.е. фактически кровля пласта ПК₁ проходит выше или имеет более пологое падение. Такая ситуация в рамках проекта была решена ручным исправлением структурной карты в краевой части залежи, что позволило получить качественную гидродинамическую модель сектора, а последующее бурение подтвердило более пологое падение структурной поверхности и правильность ручной корректировки структурой карты. Анализ риска неопределенности структурного плана показал следующее:

- западный блок месторождения характеризуется низким риском неподтверждения структуры,
 - восточный блок имеет более пологое падение крыла антиклинали,
 - южный блок характеризуется высокой степенью риска неподтверждения структурного плана.
- Высокий риск неподтверждения структурного плана в южном блоке закономерен и объясняется, во-первых, малым количеством разведочных скважин. Во-вторых, для съемок в южной части месторождения характерно наличие ложных структур, потому что не удалось полностью устранить влияние многолетнемерзлых пород, т.к. учет и коррекция влияния верхней части разреза проводились по преломленным волнам. Для съемок западного и восточного блоков месторождения применялась в полном объеме более современная технология учета влияния многолетнемерзлых пород с использованием метода сейсмической томографии, что привело к более точным структурным построениям. Данная проблема может быть решена единой переобработкой куба со шивкой кубов разных партий на уровне сейсмограмм.

Для анализа риска неподтверждения нефтенасыщенных толщин (ННТ) были рассчитаны три варианта карт ННТ по описанным выше структурным картам. При отличии разных вариантов карт ННТ на 0–1 м риск признается низким, на 1–2 м — средним, более 2 м — высоким.

По результатам анализа выделена крупная площадь в южном блоке с высоким риском неподтверждения ННТ и структурного плана. В этой зоне рекомендовано бурение разведочной скважины, по результатам которой будет принято решение о разбуривании зоны или отказе от бурения куста добывающих скважин, если риски подтвердятся.

Для повышения прогнозной способности происходит постоянное локальное обновление геологической модели залежи.

2. Минимизация риска неподтверждения уровня ГНК

По мере накопления геологической информации о месторождении взгляд на уровень ГНК менялся. Изначально ГНК предполагался на едином уровне для всей залежи ПК₁. Позже по скважинам были обоснованы разные ГНК для крупных тектонических блоков (западного, восточного и южного). В результате бурения скважин опытного участка выявлены зоны локального понижения ГНК в пределах крупных тектонических блоков.

Таким образом, проявился риск неподтверждения межфлюидных контактов.

По этому риску ранжирование идет на две категории: риск есть или нет. Зонами высокого риска признаны зоны дезинтеграции (350 м) вблизи высокоамплитудных разломов, где наблюдается хаотичная сейсмическая запись и возможно выделение отдельных небольших блоков, и зоны раздвоения фазы отражающего горизонта, приуроченного к ГНК. На месторождениях с мощной газовой шапкой, в том числе на Северо-Комсомольском, по сейсмическим данным можно выделить отражающий сейсмический горизонт, приуроченный к ГНК, который имеет субгоризонтальную форму и на крыльях структуры примыкает к кровле продуктивного пласта. На сейсмических разрезах вдоль фактических скважин с пониженным ГНК было замечено «раздвоение» фазы ГНК (рис. 1).

Минимизируется риск неподтверждения межфлюидных контактов следующим образом:

- ревизия разломной модели, подробнее о которой описано ниже;
- повторно проведен атрибутивный анализ, в результате которого по «яркому пятну» выделена отдельная залежь на севере лицензионного участка, в которой ставился высокий риск неподтверждения ГНК. В результате бурения разведочной скважины в этой зоне подтвердилось отличие ГНК от основной залежи;
- анализ сейсмических разрезов вдоль стволов скважин с пониженным ГНК показал эффект раздвоения фазы ГНК, что

признано диагностическим признаком высокого риска неподтверждения ГНК.

3. Предотвращение случаев прорыва газа или воды к стволам добывающих скважин

Прорывы газа из газовой шапки и воды из аквифера при разработке тонких нефтяных оторочек горизонтальными скважинами являются серьезным осложняющим фактором разработки подобных объектов. На Северо-Комсомольском месторождении данная проблема решается комплексно.

Во-первых, для каждой проектной скважины проводится гидродинамическое моделирование с целью выбора оптимальной глубины проводки горизонтального ствола по алгоритму, разработанному в ООО «РН-БашНИПНефть» [4]. Сохранение различных реализаций ГМ при гидродинамическом моделировании дает возможность получить лучший результат без варианта ручной настройки гидродинамической модели и сокращает время работы с моделью. В случае необходимости возможно применение ручной настройки для получения варианта, наиболее соответствующего фактическим данным разработки. Внедрение алгоритма позволило значительно снизить прорывы газа и воды в добываемую продукцию. С 2022 года все проектные добывающие скважины проектируются с учетом результатов расчета по алгоритму. В результате в течение 180 суток после ввода в работу из 51 пробуренной

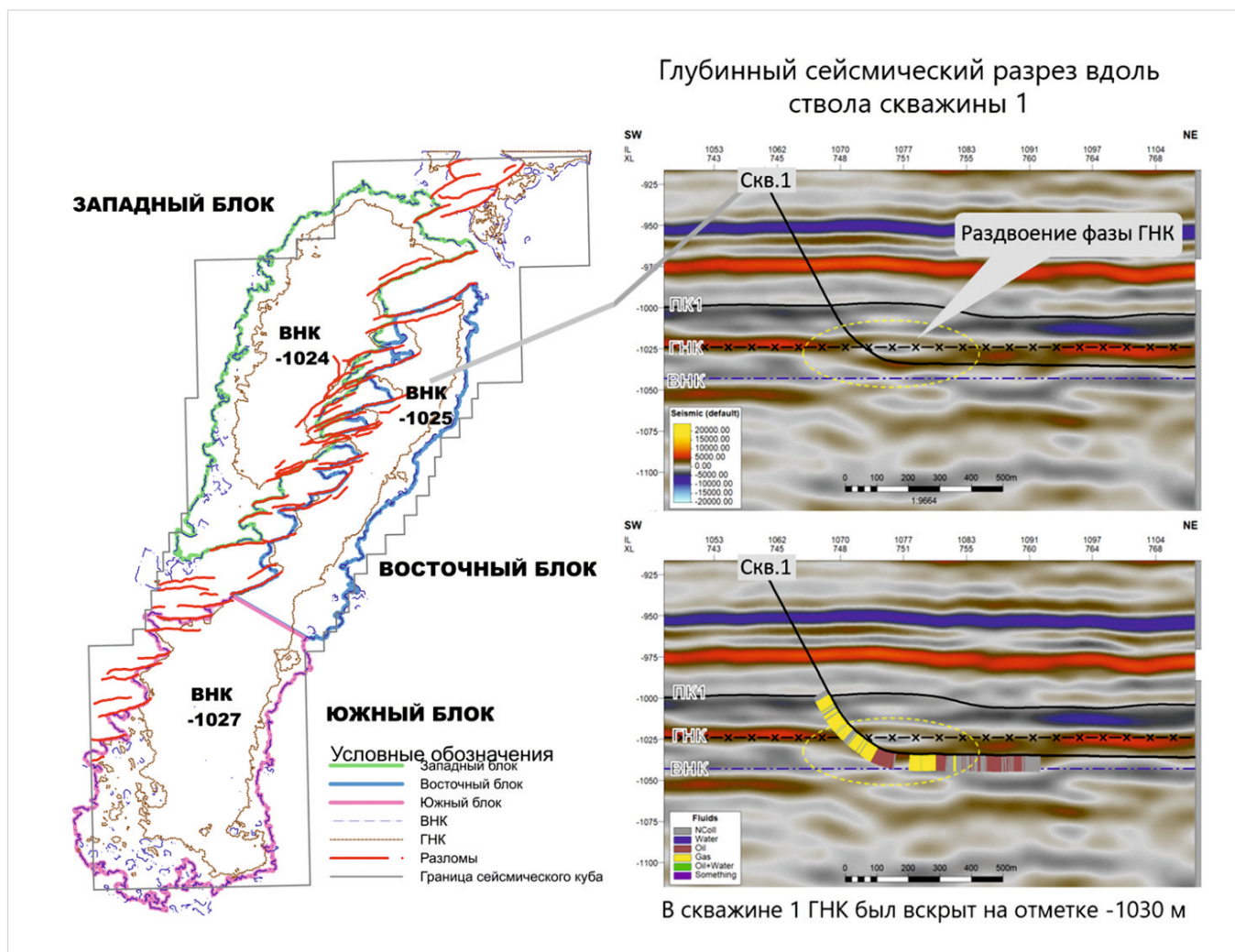


Рис. 1. Пример раздвоения фазы ГНК в скважине с пониженным ГНК
 Fig. 1. Example of the GOC phase split in a well with reduced GOC

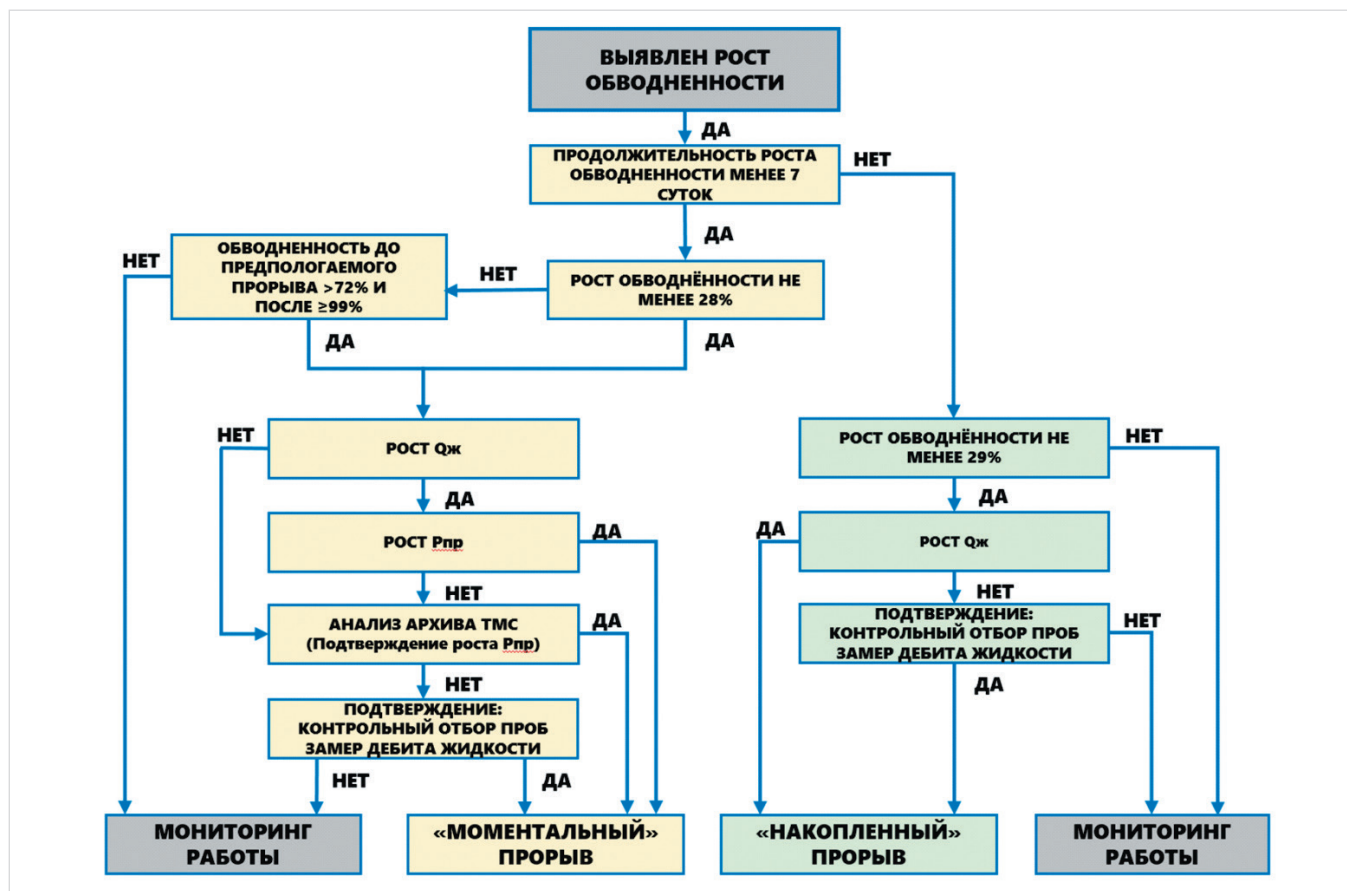


Рис. 2. Матрица определения прорыва воды: $Q_{ж}$ — дебит жидкости, $P_{пр}$ — давление на приеме насоса
 Fig. 2. Water breakthrough detection diagram: $Q_{ж}$ — liquid rate, $P_{пр}$ — pressure at the pump intake

скважины только на 11 скважинах получены прорывы [4].

Во-вторых, активно применяются автономные устройства контроля притока (АУКП). Высокая вязкость нефти и небольшая высота нефтяной оторочки являются благоприятным фактором использования АУКП. На месторождении 88 % добывающих скважин оборудованы такими устройствами. Фактическая динамика эксплуатации скважин подтверждает целесообразность их применения, т.к. при использовании АУКП наблюдается менее интенсивная динамика роста обводненности, газового фактора и темпов падения дебита нефти. Устройства позволяют выравнивать профиль притока, избегать преждевременного обводнения скважин и прорывов нежелательных флюидов — воды или газа [5, 6].

В-третьих, проведен ретроспективный анализ скважин с прорывами воды, в результате чего выделены два типа прорывов, определены их причины.

Прорыв воды — неконтролируемое внедрение воды в нефтяную оторочку залежи. При возникновении прорывов встал вопрос об определении их наличия: когда считать, что прорыв уже есть, а когда — нет. По результатам статистического анализа скважин с прорывами воды критерием прорыва принят рост обводненности более чем на 28 %. В итоге разработана матрица определения прорыва воды (рис. 2). Выявлено два типа прорывов. Моментальный — прорыв воды к стволу добывающей скважины, при котором рост обводненности до 99 % происходит за 1–7 суток. Накопленный — прорыв воды к стволу добывающей скважины, при котором рост обводненности до 99 % происходит в среднем

за 2 месяца. Причины прорывов выделены геологические — высокопроницаемые зоны пласта типа разлом или «суперколлектор», и негеологические — подтягивание конуса при системе поддержания пластового давления (ППД). Проведен анализ 24 скважин с прорывами, который показал, что 36 % прорывов приурочено к разломным зонам (рис. 3). При этом только 1/3 из всех выделенных разломов становятся причиной прорывов. Вопрос прорывов по разломам еще нуждается в изучении, но интервалы явно выделяемых разломов по сейсмическим данным совпадают с интервалами прорыва воды по промыслово-геофизическим исследованиям (ПГИ) в 25–30 % случаев. Для минимизации риска при планировании скважин проводится выделение высокорисковых зон разломов вдоль ГС, в геологических проектах скважин помимо отметки «высокий риск» при пересечении проектной траектории разлома вносится интервал по стволу (± 100 м), где выделен разлом.

4. Минимизация рисков преждевременного обводнения добывающих скважин и осложнений при бурении в виде катастрофического поглощения бурового раствора

При анализе быстрого обводнения скважин замечено негативное влияние высокоамплитудных разломов, то есть обводнение скважин при пересечении высокоамплитудных разломов наступает за 1–2 месяца работы. По литературным данным, зона влияния разломов не превышает 500 м [7]. В данном случае выбрана 350-метровая зона высокого риска быстрого обводнения скважин вокруг

высокоамплитудных разломов, бурение в пределах которой рекомендовано не проводить. Также рекомендовано не пересекать высокоамплитудные разломы, уменьшить длину ГС, чтобы они не заходили в 350-метровую зону вблизи этих разломов. По результатам работы внесены изменения в проектную сетку скважин с корректировкой длин ГС вблизи высокоамплитудных разломов, что позволило сократить случаи быстрого (1–2 месяца) обводнения скважин.

Помимо негативной роли разломов в обводнении скважин, они могут быть зонами поглощения бурового раствора, а ошибки в местоположении разломов могут стать причинами неготовности буровой бригады к осложнениям при бурении через разломы, вынужденного бурения боковых стволов вследствие невозможности купирования поглощений бурового раствора в основном стволе. Для минимизации рисков описанных происшествий необходимо иметь максимально точную разломную модель. Для этого проведена ревизия разломной модели с применением всего современного арсенала методик [7–9]. Для трассирования основных сдвигов и осложняющих кулисообразных разломов рекомендуется использовать:

- корреляцию по кросслайнам и инлайнам временного куба;
- корреляцию по произвольным сечениям вкрест простирания кулис;
- набор карт атрибутов (Variance, Ant tracking, dip deviation, RMS амплитуд);
- седиментационные и горизонтальные слайсы;
- кубы, построенные с использованием искусственного интеллекта;

- увязка полученной разломной модели с материалами бурения скважин, пересекающих разломы.

Помимо ревизии схемы высокоамплитудных разломов при составлении геологических проектов скважин проводится анализ вдоль проектной траектории на предмет пересечения малоамплитудными разломами ствола скважины. По результатам анализа при наличии явных признаков разлома по сейсмическим данным в проект скважины вносятся изменения — в интервалах предполагаемых нарушений используется заканчивание глухими трубами (без АУКП). Также буровую бригаду предупреждают о возможном поглощении бурового раствора в зоне разлома.

Со времени уточнения схемы разломов не было ни одного серьезного осложнения при бурении в виде неконтролируемого поглощения бурового раствора, т.к. буровые бригады оповещаются заранее и готовы к пересечению разломных зон.

Итоги

В результате проведенной работы выполнен анализ геологических и технологических рисков для новых зон бурения нефтяной оторочки залежи пласта ПК₁ Северо-Комсомольского месторождения. Качественный анализ выявленных рисков проводился по зонам, кустовым площадкам и отдельно в геологических проектах скважин.

Ниже приведены применяемые решения снижения описанных в статье рисков:

- в результате актуализации разломной модели за последние два года сведено к нулю неожиданное и аварийное пересечение ГС высокоамплитудных разломов,

а планирование буровых работ проводится с акцентом на предотвращение поглощений бурового раствора при бурении через разломы.

- для минимизации прорывов газа/воды к ГС все добывающие скважины с 2020 года оснащаются АУКП. Фактическая динамика эксплуатации скважин подтверждает целесообразность применения АУКП за счет менее интенсивной динамики роста обводненности, газового фактора и темпов падения дебита нефти. На 15-й месяц работы скважины, оснащенные АУКП, в среднем имеют обводненность на 30 % ниже, а накопленную добычу нефти на 21 % выше, чем скважины без АУКП. Для всех проектных скважин с целью увеличения эффективности проводки и предотвращения прорывов газа/воды с 2022 года проводится гидродинамическое моделирование для определения оптимальной глубины проводки ГС по разработанному в ООО «РН-БашНИПНефть» алгоритму [4]. Проведен анализ сейсмических разрезов вдоль фактических скважин, параметров их разработки и данных ПГИ, который показал, что зоны разломов в 30 % случаев совпадают с интервалами прорывов воды. В геологических проектах новых скважин проводится анализ сейсмических материалов (в том числе атрибутный анализ) на предмет пересечения стволом скважины разломов. Если разломы явные, то риски прорыва воды по ним признаются высокими, и данные интервалы изолируются при бурении с целью минимизации рисков прорыва воды к стволам добывающих скважин

по малоамплитудным разломным зонам.

- комплекс применяемых методов позволил сократить прорывы газа/воды за последние четыре года более чем в 3 раза.
- для предотвращения преждевременного обводнения скважин произведена коррекция длины ГС в зоне высокоамплитудных разломов.
- для минимизации рисков неподтверждения структурного плана, ННТ и межфлюидных контактов предложены критерии ранжирования неразбуренных зон на высоко- и низкорисковые, рекомендовано бурение одной разведочной и серии пилотных скважин. На обширной площади высокого риска в южном блоке месторождения рекомендовано бурение разведочной скважины, по результатам которой могут быть внесены изменения в проектную сетку добывающих скважин, что позволит значительно снизить риски эксплуатационного бурения.

Внедрение описанных решений повысило прогнозную способность ГМ, снизило количество прорывов воды с 77 до 24 % от общего количества пробуренных скважин, исключило аварийное бурение и преждевременное обводнение скважин в результате пересечения зон высокоамплитудных разломов, позволило проектировать конструкции скважин и выдавать рекомендации буровым бригадам, учитывая возможные зоны поглощений по выявленным вдоль стволов скважин разломам.

Выводы

Представленный опыт минимизации рисков при разработке оторочки высоковязкой нефти пласта ПК₁ Северо-Комсомольского нефтегазоконденсатного месторождения позволил значительно улучшить эффективность бурения и разработки этого объекта. Описанные в статье мероприятия по управлению рисками могут быть использованы при разработке аналогичных залежей.

Литература

1. Сурикова Е.С., Собакарь М.В., Галлямов Р.И., Загородний А.В., Ахмадуллин М.Э. Структурная характеристика и история тектонического развития Северо-Комсомольского месторождения. Часть 1 // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 5. С. 40–45.
2. Рекомендации к методике построения геологических моделей при подсчете запасов углеводородного сырья. Введен в действие 10.02.2015 (протокол № 6 заседания Секции гос. политики и регулирования в области геологии и недропользования Минприроды России). М.: ФБУ «ГКЗ», 2014. 105 с.
3. Воробьев В.С., Аипов Н.А. Выбор оптимального размера ячейки геологической модели с горизонтальными скважинами // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2015. № 4. С. 20–25.
4. Собакарь М.В., Файзуллина А.Р., Денисов В.В., Абушаев Р.Н. Определение оптимальной глубины проводки горизонтальных скважин при разработке тонких нефтяных оторочек со сложным геологическим строением // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 5. С. 52–56.
5. Зюев Е.С., Давыдов А.А., Опарин И.А., Малофеев М.В., Корнилов Е.Ю. Опыт применения автономных устройств контроля притока // Экспозиция Нефть

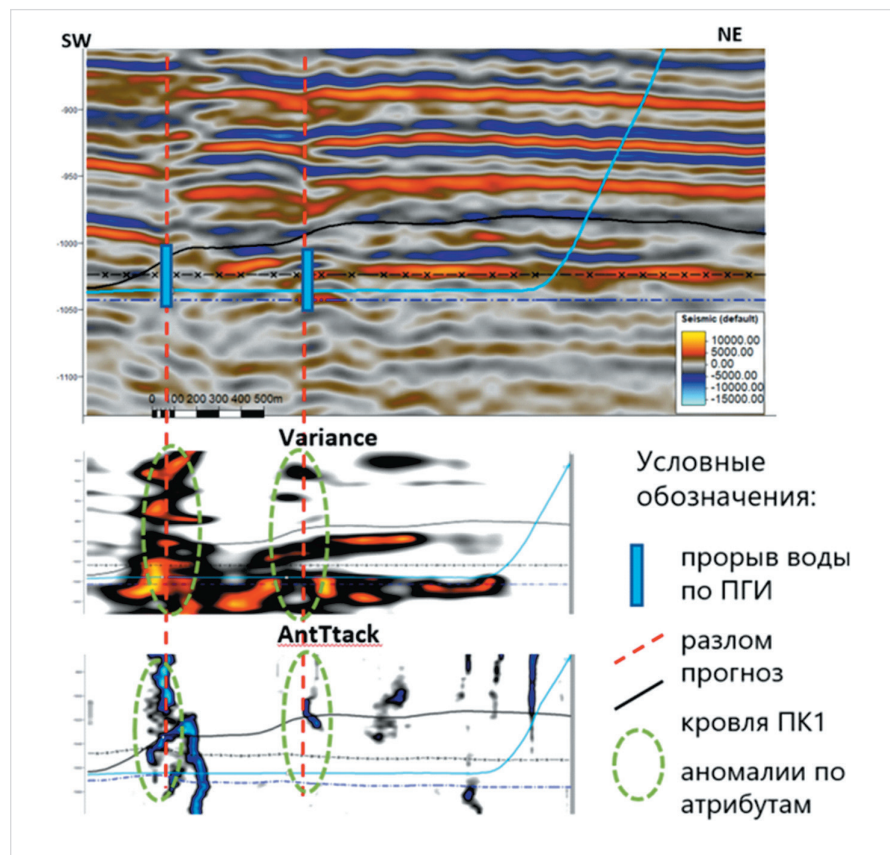


Рис. 3. Разрезы (глубинный сейсмический, по кубу variance и ant-tracking) вдоль скважины с прорывами воды по разломам

Fig. 3. Sections (seismic, variance and ant-tracking) along the well with water breakthroughs through faults

- Газ. 2023. № 1. С. 36–40.
6. Соловьев Т.И. Опыт применения автономных устройств контроля притока (АУКП) на примере месторождения высоковязкой нефти с тонкой нефтяной оторочкой в Западной Сибири // Нефть. Газ. Новации. 2020. № 2. С. 61–72.
 7. Козьяев А.А., Щуковский Р.М., Закревский К.Е. Практикум по DFN в Petrel 2016-2019 / Под ред. К. Е. Закревского. М.: МАИ, 2019. 96 с.
 8. Кирилов А.С., Закревский К.Е. Практикум по сейсмической интерпретации в PETREL. М.: МАИ-ПРИНТ, 2014. 288 с.
 9. Мифтахов Р.Ф., Авдеев П.А., Гогоненков Г.Н., Базанов А.К., Ефремов И.И. Картирование тектонических нарушений на основе машинного обучения и нейронных сетей // Геология нефти и газа. 2021. № 3. С. 123–135.

ENGLISH

Results

As a result an geological and technological risks analysis was performed for new drilling zones of the oil rim of the PK1 formation of the Severo-Komsomolskoye field. A qualitative analysis of the identified risks was carried out by zones, wells clusters and separately in geological well projects.

The solutions applied to reduce the risks from article are below:

- as a result of fault model updating unexpected and emergency intersections of high-amplitude faults have been reduced to zero, and drilling planning is carried out with an emphasis on preventing drilling mud-loss through faults in the last two years;
- since 2020 all production wells have been equipped with automatic inflow control device (AICD) to minimize gas/water break-throughs to the horizontal wells. The actual dynamics of well operation confirms the feasibility of using AICD due to less intense dynamics of growth of the water encroachment, gas factor and oil production decline rates. In the 15th month of operation, wells equipped with AICD have, on average, 30 % lower water encroachment and 21% higher cumulative oil production than wells without AICD.
- in order to increase the efficiency and prevent gas/water break-throughs for all planned wells hydrodynamic modeling has been carried out since 2022 to determine the optimal well depth using the algorithm developed by “RN-BashNIPIneft” LLC [4].
- an analysis of seismic sections along drilled wells, their development parameters and production logging tool data showed that fault zones in 30 % of cases coincide with water breakthrough intervals. Seismic materials are analyzed (including attribute analysis) in geological projects for new wells for the faults prediction. If the faults are obvious, then the risks of water breakthrough through them are high, and these intervals are isolated during drilling in order to minimize

the risks of water breakthrough in production wells through low-amplitude fault zones.

- used set of methods has made it possible to reduce gas/water breakthroughs in the past four years by 3 times.
- the length of the wellbore was adjusted in the zone of high-amplitude faults to prevent extrafast flooding of wells,
- to minimize the risks of non-confirmation of the structural plan, NNT and interfluid contacts, ranking criteria for undrilled zones into high- and low-risk ones have been proposed; drilling of one exploratory well and a series of pilot wells is recommended. It was recommended to drill an exploratory well on a large high-risk area in the southern block of the field, the results of which may lead to changes in the design grid of production wells, which will significantly reduce the risks of production drilling.

Described solutions implementation increased the predictive ability of the geological model, reduced the number of water breakthroughs from 77 to 24 % of the total drilled wells number, eliminated emergency drilling and extrafast flooding of wells because of crossing high-amplitude fault zones, made it possible to design wells and make recommendations to drilling crews, taking into account possible absorption zones through identified faults crossing wells.

Conclusions

The described experience of minimizing risks during the development of the high-viscosity oil rim of the PK1 formation of the Severo-Komsomolskoye oil and gas condensate field has made it possible to significantly improve the efficiency of drilling and development of this object.

The risk management actions described in the article can be used in the development of similar oil pools.

References

1. Surikova E.S., Sobakar M.V., Gallyamov R.I., Zagorodniy A.V., Akhmadullin M.E. Structural characteristics, history of tectonic evolution and features of the development of the Severo-Komsomolskoye field. Part 1. Oil Gas Exposition, 2023, issue 5, P. 40–45. (In Russ).
2. Recommendations for the methodology for constructing geological models when calculating hydrocarbon reserves. Put into effect 02.10.2015 (Minutes № 6 of the meeting of the Section of State Policy and Regulation in the Field of Geology and Subsoil Use of the Russian Ministry of Natural Resources). Moscow: 2014. (In Russ).
3. Vorobyov V.S., Aipov N.A. Choice of grid block optimal size of geological model with horizontal wells. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, issue 4, 2015, P. 20–25. (In Russ).
4. Sobakar M.V., Fayzullina A.R., Denisov V.V., Abushaev R.N. Optimal depth determination of the horizontal wells drilling in the development of thin oil rims with a complex geological structure. Exposition Oil Gas, 2023, issue 5, P. 52–56. (In Russ).
5. Zyuzev E.S., Davydov A.A., Oparin I.A., Malofeev M.V., Kornilov E.Yu. Experience in using autonomous inflow control devices. Exposition Oil Gas, 2023, issue 1, P. 36–40. (In Russ).
6. Soloviev T.I. Experience in the use of autonomous inflow control devices (AICD) using the example of a high-viscosity oil field with a thin oil rim in Western Siberia. Oil. Gas. Innovations, 2020, issue 2, P. 61–72. (In Russ).
7. Kozyaev A.A., Shchukovsky R.M., Zakrevsky K.E. Workshop on DFN in Petrel 2016–2019. Ed. K. E. Zakrevsky, Moscow: MAI Publishing House, 2019, 96 p. (In Russ).
8. Kirilov A.S., Zakrevsky K.E. Workshop on seismic interpretation in PETREL. M.: Publishing house Mai-print, 2014, 288 p. (In Russ).
9. Miftakhov R.F., Avdeev P.A., Gogonenkov G.N., Bazanov A.K., Efremov I.I. Mapping of tectonic faults based on machine learning and neural networks. Geology of oil and gas, 2021, issue 3, P. 123–135. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Сурикова Екатерина Сергеевна, главный специалист, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
Для контактов: es_surikova@bnipl.rosneft.ru

Галлямов Руслан Ирекович, ведущий специалист, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
Для контактов: rigallyamov@bnipl.rosneft.ru

Муратов Искандер Фанилевич, начальник отдела, ООО «СКН», Губкинский, Россия

Surikova Ekaterina Sergeevna, chief specialist, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia
Corresponding author: es_surikova@bnipl.rosneft.ru

Gallyamov Ruslan Irekovich, leading specialist, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia
Corresponding author: rigallyamov@bnipl.rosneft.ru

Muratov Iskander Fanilevich, head of department, “SKN” LLC, Gubkinsky, Russia