

Адаптации геолого-технологической модели с использованием сейсмогеологического анализа на примере месторождения ЯНАО

Горланов А.А., Воронцов Д.Ю., Щетинин А.С., Аксенов А.И., Овчинникова Д.Г.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

aagorlanov@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

В процессе разработки массивных газовых залежей неизбежен процесс подъема газо-водяного контакта (ГВК), который ведет к обводнению скважин и падению суточной добычи газа. Бурение боковых горизонтальных стволов и новых горизонтальных скважин позволяет поддерживать добычу на проектном уровне.

Направление бурения горизонтального участка скважины в значительной степени определяет ее эффективность. В сложных геологических условиях детальный анализ данных сейсмики в районе бурения позволяет снизить риски бурения и достичь плановых запускных показателей.

Учет сейсмических данных в геологических моделях зачастую ограничивается низким коэффициентом корреляции между фильтрационно-емкостными свойствами, полученными по скважинам, и сейсмическими атрибутами. В гидродинамических моделях данные сейсмики используются с учетом допущений, принятых инженерами-геологами.

Материалы и методы

В работе использован циклический подход к геологическому моделированию: реализации включают углубленный анализ сейсмических данных и динамики работы скважин. Были применены современные программные модули для автоматической проверки соответствия геологической реализации истории разработки, а также оценки неопределенностей. Это позволило получить высокие коэффициенты корреляции между обводнением скважин

и сейсмическими атрибутами и разработать методику определения наличия глинистых перемычек и «окоп слияния» массивной газовой залежи с водонасыщенными объемами.

Ключевые слова

геологическое моделирование, фильтрационное моделирование, покурская свита, залежь газа, сеноман, горизонтальные скважины, атрибутный анализ

Для цитирования

Горланов А.А., Воронцов Д.Ю., Щетинин А.С., Аксенов А.И., Овчинникова Д.Г. Адаптации геолого-технологической модели с использованием сейсмогеологического анализа на примере месторождения ЯНАО // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 3. С. 34–40.

DOI: 10.24412/2076-6785-2021-3-34-40

Поступила в редакцию: 22.04.2021

OIL PRODUCTION

UDC 622.276, 622.512/514.001.18 | Original Paper

Seismogeological analysis as a tool of history matching: YNAO Case Study

Gorlanov A.A., Vorontsov D.Y., Schetinin A.S., Aksenov A.I., Ovchinnikova D.G.

“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

aagorlanov@tnnc.rosneft.ru

Abstract

The process of raising the gas-water contact (GWC) is inevitable during development of the reservoir. This leads to flooding of wells and reducing of daily gas production. Horizontal sidetracks and new horizontal drilling allows to maintain production at the required level.

Mostly, the direction of the horizontal section of the well determines its efficiency. In difficult geological conditions, a detailed analysis of seismic data in the drilling area allows to reduce drilling risks and achieve planned starting rates.

Accounting of seismic data in geological models is often limited by a low correlation coefficient between reservoir properties obtained from wells and seismic attributes. Simulation models use seismic data based on the assumptions made by the geological engineers.

Materials and methods

In this paper authors use an iterative approach to geological modeling: implementations include in-depth analysis of seismic data and well performance dynamics. Modern software modules were used to automatically check the compliance of the geological implementation with the development history, as well as to assess the uncertainties. High correlation coefficients between well water cut and seismic

attributes obtained. Authors developed a method for determining the presence of shale bodies and “confluence windows” of a massive gas reservoir with water-saturated volumes.

Keywords

geological modeling, simulation run, Pokurskaya suite, gas reservoir, cenomanian, horizontal wells, attribute analysis

Citation

Gorlanov A.A., Vorontsov D.Y., Schetinin A.S., Aksenov A.I., Ovchinnikova D.G. Seismogeological analysis as a tool of history matching: YNAO Case Study. Exposition Oil Gas, 2021, issue 3, P. 34–40. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-3-34-40

Received: 22.04.2021

Развитие газового потенциала является одной из стратегических задач ПАО НК «Роснефть» (далее Компания). Добыча газа осуществляется силами более чем 35 дочерних обществ и совместных предприятий в Западной и Восточной Сибири, Центральной России, на юге Европейской части России, на Дальнем Востоке, а также в Египте, Вьетнаме и Канаде. С 2022 г. компания планирует добывать 100 млрд куб. м газа в год, при этом ресурсный потенциал Компании позволяет обеспечить дальнейшее наращивание добычи. В связи с этим в Компании применяются современные подходы к достоверному планированию добычи газовых и газоконденсатных промыслов.

Рассматриваемая газовая залежь в административном отношении расположена в ЯНАО. В разрезе осадочного чехла в пределах лицензионного участка промышленная нефтегазоносность установлена в ниже-среднеюрских, неокомских и апт-альб-сеноманских отложениях. Площадь залежи практически полностью покрыта 3D-сейсморазведкой.

По принятым представлениям пласт сформировался в переходной обстановке осадконакопления и характеризуется высокой латеральной и вертикальной изменчивостью. В разрезе преобладают фации, представленные осадками приливо-отливной зоны, берегового склона и отложениями подвижного мелководья. Литологически пласт представлен слабосцементированными трансгрессивными песчаниками со следами волновых процессов и интенсивной биотурбации, алевролитами крупно-мелкозернистыми с глинистыми разностями и их переслаиванием. Местами рыхлые и слабоуплотненные (до песков). Массивная сводовая залежь обладает высокими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) и мощным аквифером. Средняя газонасыщенная мощность объекта составляет 15 м, максимальная — 30 м, проницаемость меняется от 6 до 4 000 мкм².

Сверху рассматриваемый объект ограничен региональной глинистой покрывкой. Нижележащие пласты являются полностью водонасыщенными и имеют гидродинамическую связь с разрабатываемой залежью.

История разработки

Промышленная добыча газа на объекте ведется более 10 лет. Выработка запасов, снижение давления и наличие мощного

аквифера привели к интенсивному внедрению и обводнению фонда скважин.

На начало 2021 г. отбор газа составил более 50 % от начальных извлекаемых запасов. Пластовое давление в газонасыщенной части снизилось до 40 % от начального. При этом обводнилась или работает с признаками пластовой воды значительная часть эксплуатационного фонда.

Основную роль в продолжительности безводной эксплуатации играет технологический режим работы скважин и наличие выдержанной глинистой перемычки-флюидоупора между забоем скважины и водонапорным горизонтом. Сформированная система разработки характеризуется низкой степенью вскрытия продуктивных толщин бурением. Данный факт не позволил достоверно определить наличие флюидоупора под кустами добывающих скважин, и формально оно определялось стохастическим распределением при построении геологической основы.

На текущий момент 20 % эксплуатационного фонда вскрывает газовой контактный (ГВК) бурением, 46 % фонда вскрывает менее половины газонасыщенной мощности изучаемого пласта (рис. 1). По этой причине вопрос достоверного прогнозирования прорыва воды к добывающим скважинам остается актуальной задачей для Компании.

Опыт разработки объекта показывает, что выполнение ремонтно-изоляционных работ (РИР) приводит к значительному снижению продуктивности скважин или, в случае некорректного прогнозирования перемычки, к повторному обводнению.

На основании накопленного опыта самым действенным методом для восстановления работоспособности фонда является зарезка боковых стволов с горизонтальным окончанием (ЗБГС) в кровельную часть пласта с целью продления безводного срока службы скважины.

При проектировании бурения ЗБГС основной проблемой стал слабопрогнозируемый подъем ГВК до кровли пласта как вблизи, так и на отдалении от эксплуатационного фонда. Данный факт осложняет проектирование ЗБГС и бурения новых кустов на отдалении от основной разрабатываемой зоны.

За историю разработки накоплен опыт бурения неудачных ЗБГС обводненных скважин в соседние зоны, в которых скважины работают без признаков воды. В момент неудачного бурения фильтрационная модель, построенная только по скважинным

данным, не отражала в полной мере фактический подъем ГВК в районе бурения зарезок боковых стволов (ЗБС). Глинистая перемычка, построенная в модели путем интерполяции данных соседних скважин, сдерживала подъем контакта.

В ходе разработки объекта в ряде разведочных и транзитных скважин, удаленных от эксплуатационной зоны, зафиксирован значительный подъем ГВК. Один из ярких примеров показывает, что в 2013 г. скважина вскрыла ГВК на начальной отметке. Спустя семь лет разработки выполнено исследование, по которому зарегистрировали подъем контакта на 11 м. Спустя десять месяцев повторные исследования зафиксировали водонасыщение на 24 м выше начального контакта. При этом ближайшие эксплуатационные скважины, расположенные в трех километрах, работают без признаков воды.

Основная причина подъема ГВК в зонах с отсутствием добычи — наличие градиента давления между газонасыщенной зоной и аквифером при условии наличия «литологических окон» — монолитного коллектора без выдержанных по площади глинистых перемычек.

В результате основным фактором успешности бурения ЗБС является достоверный прогноз флюидоупоров в межскважинном пространстве.

Анализ данных сейсмики

Спроецировав скважины без глинистой перемычки на сейсмический разрез, можно увидеть, что они попадают на участки пониженной амплитуды сейсмического сигнала. И наоборот, скважины, в которых продуктивный пласт подстилается глинами, попадают на участки выдержанной высокой положительной амплитуды сейсмического сигнала. Проведенные промысловые исследования в последних скважинах зарегистрировали незначительный подъем контакта, что подтверждает факт наличия перемычки-флюидоупора.

Выделение зон по сейсмическим данным обусловлено различным акустическим контрастом между монолитным газонасыщенным песчаником и зонами с наличием глинистых тел [1, 2]. При этом однозначно выделяются аномалии по сейсмическому атрибуту «средняя положительная амплитуда» (СПА). По атрибуту возможно проследить элементы осадконакопления, например, меандрирующее русло, конус прорыва

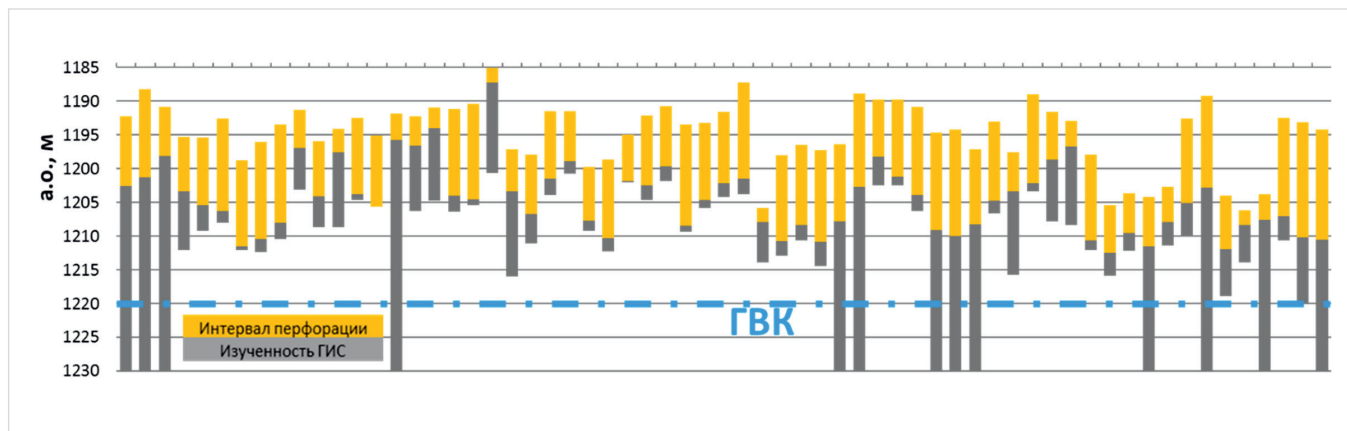


Рис. 1. Изученность фонда по ГИС
Fig. 1. Well logging statistics in depth

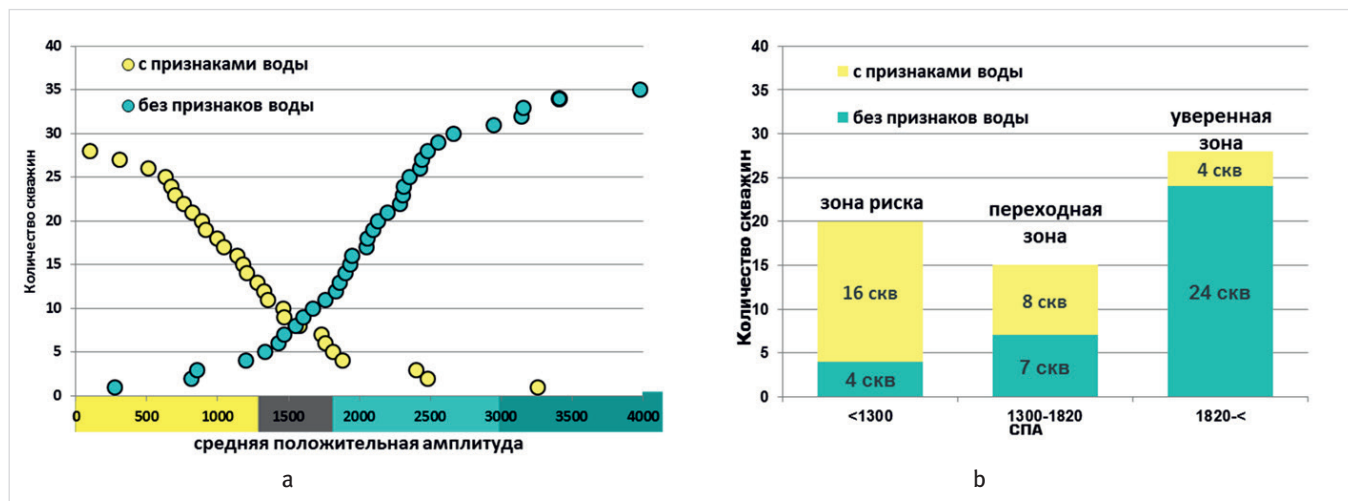


Рис. 2. а — зависимость количества обводненных скважин от СПА; б — распределение случаев обводнения по зонам

Fig. 2. a — flooded wells statistic by APA; b — distribution of flooding by zones

берегового вала, распределительные каналы и береговая линия. По результатам анализа сейсмических разрезов выделены границы элементов, атрибутов и срезов по кубу спектральной декомпозиции [2].

Проведенный анализ добычи эксплуатационных скважин (скорость обводнения)

и сейсмических атрибутов позволил получить зависимость между средней положительной амплитудой и обводнением скважин. При увеличении СПА статистически снижается количество случаев обводнения скважин. При уменьшении атрибута СПА происходит увеличения доли песчаников

в разрезе, позволяющих обводнять добывающие скважины (рис. 2).

Для построения актуализированной геологической и фильтрационной модели пласта выполнено картирование «литологических окон» (рис. 3).

Зоны риска (закрашены желтым): 80 % скважин, расположенных в этой зоне, обводнены (увеличенный дебит воды, остановлены по обводнению, проведены ремонтно-изоляционные работы, пробурены боковые стволы. Переходные зоны (закрашены серым): вероятности обводнения и безводной эксплуатации равны. Уверенные зоны (зеленый и темно-зеленый цвет): 86 % скважин работают без признаков воды.

По площадному анализу основной обводненный фонд расположен в южной части залежи, где выделяется дельта, наличие литологических окон в которой обусловлено высокой динамикой распределительных каналов и опесчаниванием разреза [1].

В северной части залежи и на западе месторождения доля обводнившихся скважин значительно ниже. Меандрирующее русло и береговая линия — условия с менее интенсивной динамикой потоков относительно дельты. Эти условия способствуют формированию более выдержанных по площади глинистых тел, которые играют роль флюидопоров.

Согласно работе [4] подавляющее большинство сеноманских залежей считаются массивными и водоплавающими. Кроме того, отмечается, что порядка 86 % открытых сеноманских залежей не имеют выявленных осложнений, включая тектонические. Данный факт позволяет использовать описываемую методику прогнозирования бурения на других активах Компании и региона в целом.

Настройка фильтрационной модели

Особенностью выполнения проекта являлась комплексная работа по созданию связанной геолого-технологической модели с соответствующими друг другу и не противоречащими блоками информации (сейсмика, геофизика, газодинамика). Классический подход по внедрению множителей в фильтрационную модель без возврата к исходным данным является некорректным в силу сохранения большей части

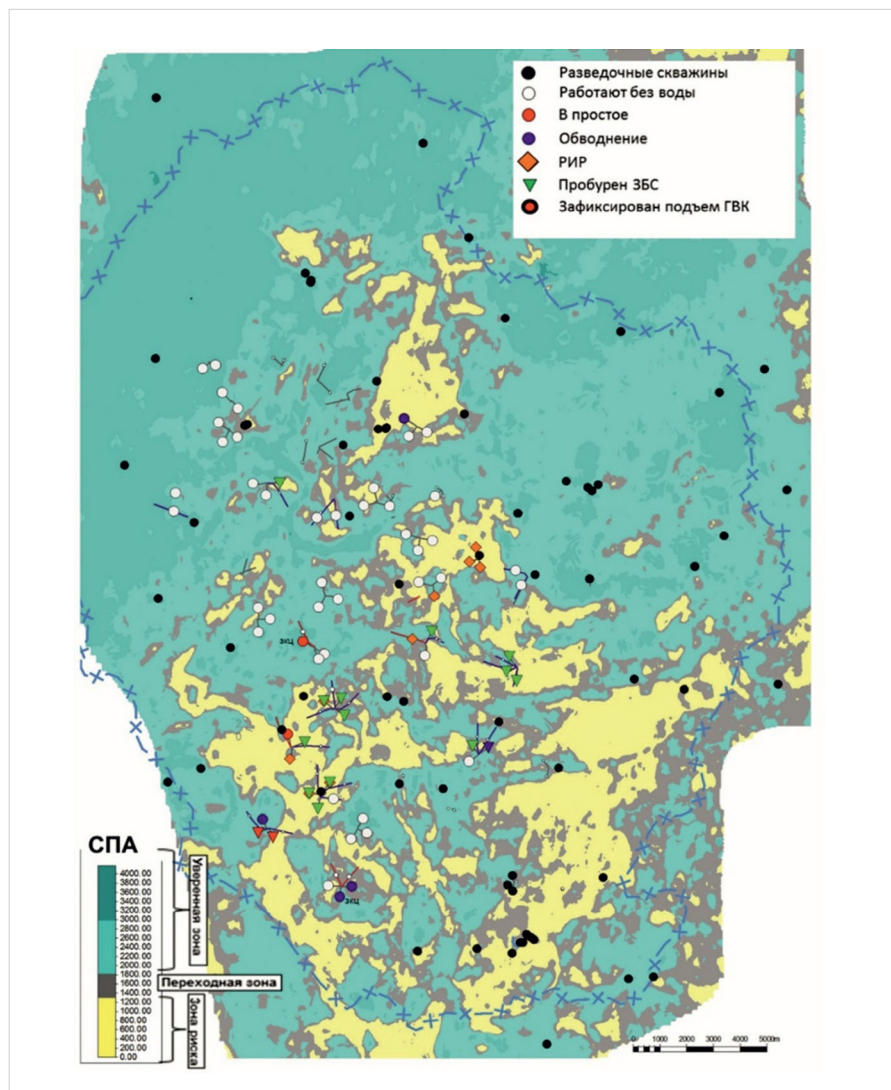


Рис. 3. Картирование зон СПА
Fig. 3. Mapping of APA



Рис. 4. Блок-схема предварительной настройки фильтрационной модели
Fig. 4. Flow chart of basic history matching

ошибок и неточностей в конечном инструменте прогнозирования технологических параметров [3].

Условно блок-схему предварительной настройки фильтрационной модели можно разделить на три основные части (рис. 4).

Процесс настройки фильтрационной модели заключался в оценке влияния примененной методики внедрения карты «литологических окон» в геологическую модель. Основной сложностью являлось соблюдение Корпоративных стандартов по построению геологической модели (сохранение статистики распределения, средних свойств пласта и прочие параметры). При этом после первичных запусков фильтрационной модели и проведения многочисленных экспериментов отмечено расхождение расчетных и фактических данных по обводнению добывающих скважин, которые требовали детальной доработки.

В процессе адаптации фильтрационной модели обнаружены зоны, в которых ФЕС, получаемые по интерпретации ГИС, не соответствовали газодинамическим исследованиям (ГазДИ) по скважинам, и для настройки скважины требовалось одновременно увеличить и уменьшить ФЕС для настройки на kH и продуктивности скважин. Большая часть данных скважин не вскрыли водоносный пласт. Авторами параллельно произведена работа по приведению решений геологии, гидродинамики, ГИС и ГДИ к единому взвешенному решению с минимизацией противоречий.

По данным скважинам проведен анализ текущей версии интерпретации, и большая часть скважин пересмотрена на предмет пересчета значений пористости и проницаемости. Ввиду того, что в данных скважинах прописан ограниченный комплекс ГИС: РК (ГК, НК) и УЭС, имеется значительная неопределенность в определении пористости. В большинстве скважин пористость рассчитана по α ПС. В скважинах, не вскрывающих водоносные горизонты, затруднено определение линии чистых песчаников, поэтому при расчете пористости опирались на соседние скважины, где вскрыт водоносный коллектор (мощный водонасыщенный песчаник, более 4 м), либо скважины-пилоты с расширенным комплексом ГИС.

В ряде скважин, которые бурились на растворе с низкой минерализацией,

амплитуда ПС минимальна, что затрудняет выделение коллекторов и просчет пористости по ПС. Поэтому расчет пористости произведен по методу ГК, на который минерализация воды не оказывает влияние.

В ходе данных манипуляций и итерационного подхода удалось получить куб проницаемости с умеренной сходимостью с параметром kH и продуктивностью.

Кроме этого, проведенные в скважинах ГазДИ также учитывались при оценке ФЕС при переинтерпретации ГИС. kH по скважинам определялась с учетом принятой

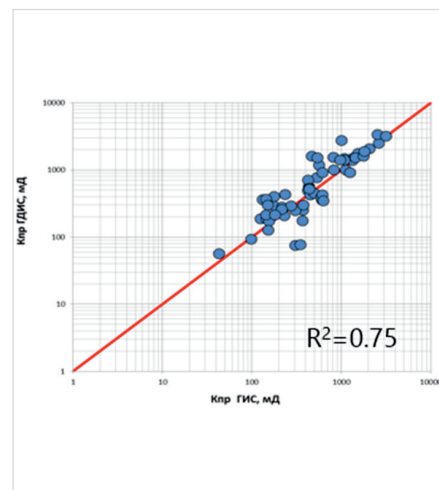


Рис. 6. Сопоставление $K_{пр}$ по ГИС с ГазДИ
Fig. 6. Well Log and Well test permeability comparison

геологической концепции (до ближайшей выдержанной глинистой перемычки).

Возникшие трудности с адаптацией связаны в первую очередь с тем, что эксплуатационные скважины не добурены до уровня начального ГВК, и поэтому детально воспроизвести строение пласта в приконтактной зоне пласта невозможно. Также достоверно оценить ФЕС не представляется возможным.

Ниже представлен фрагмент планшета одной из скважин (рис. 5).

После корректировки в допустимых диапазонах значений коэффициента

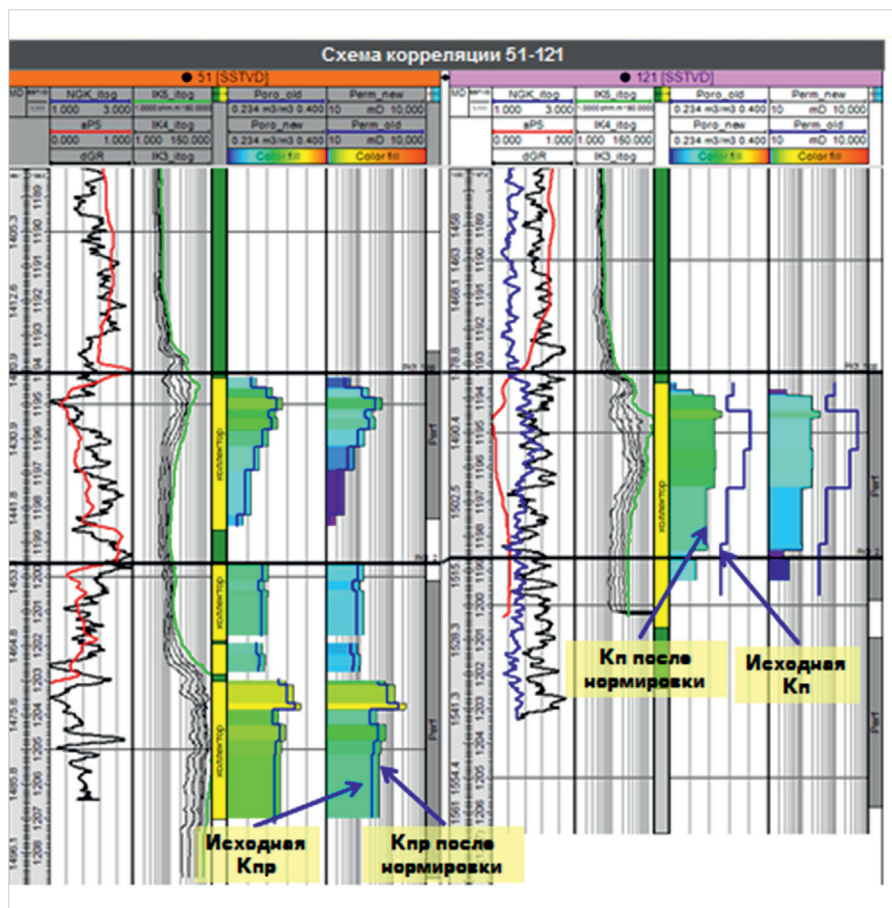


Рис. 5. Фрагмент планшета по скважине
Fig. 5. Well log example

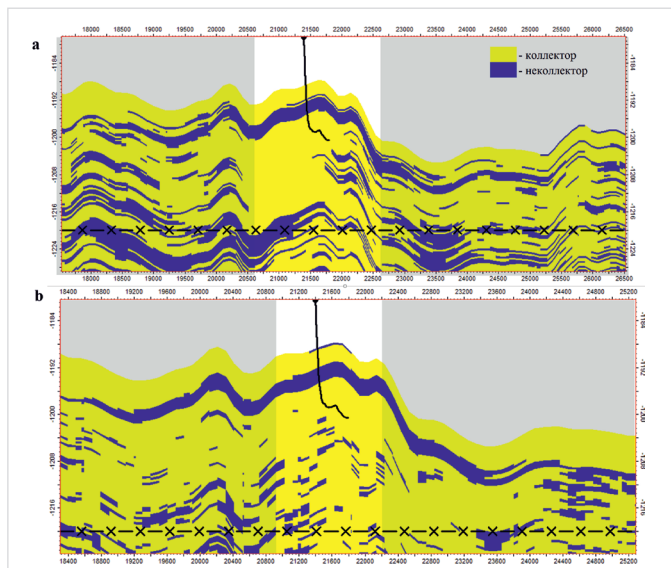


Рис. 7. Песчаность в районе скважины А: а — исходная итерация; б — модификация
Fig. 7. Well A cross-section of NTG: a — Initial; b — modification

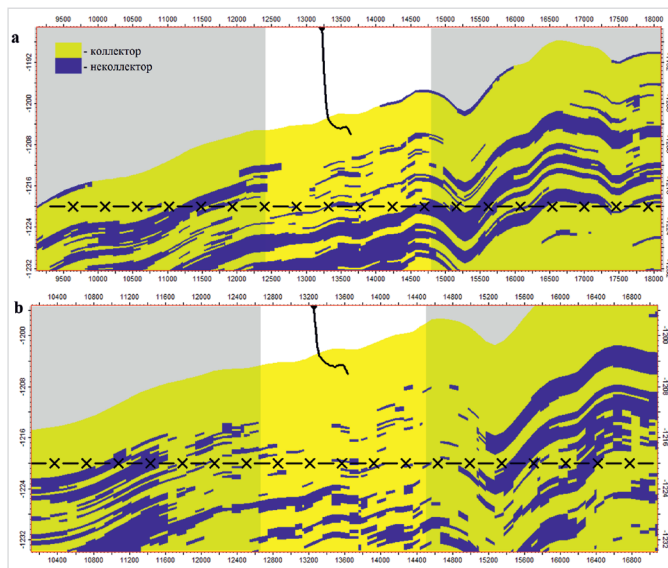


Рис. 9. Песчаность в районе скважины Б: а — исходная итерация; б — модификация
Fig. 9. Well B cross-section of NTG: a — Initial; b — modification

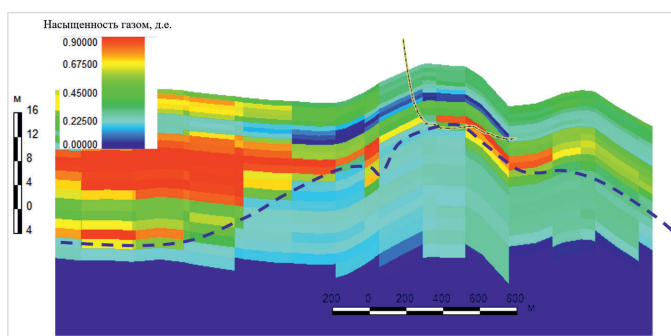


Рис. 8. Результат моделирования подъема ГВК по скважине А
Fig. 8. Well A cross-section of GWC

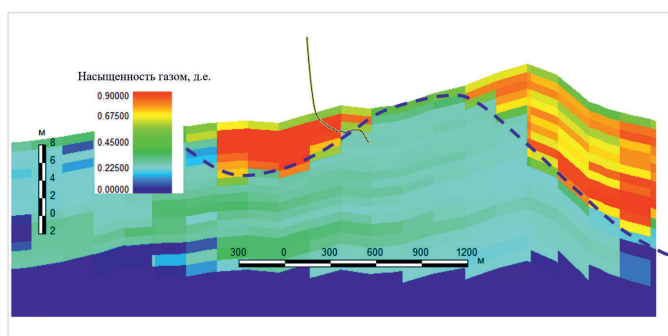


Рис. 10. Результат моделирования подъема ГВК по скважине Б
Fig. 10. Well B cross-section of GWC

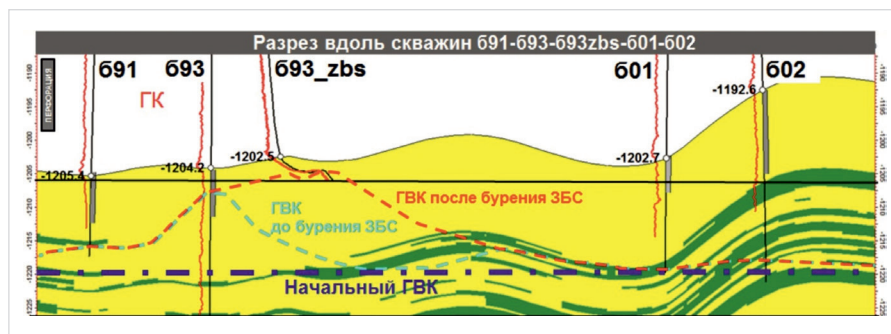


Рис. 11. Разрез геологической модели на примере неудачного бурения
Fig. 11. Unsuccessful drilling cross section

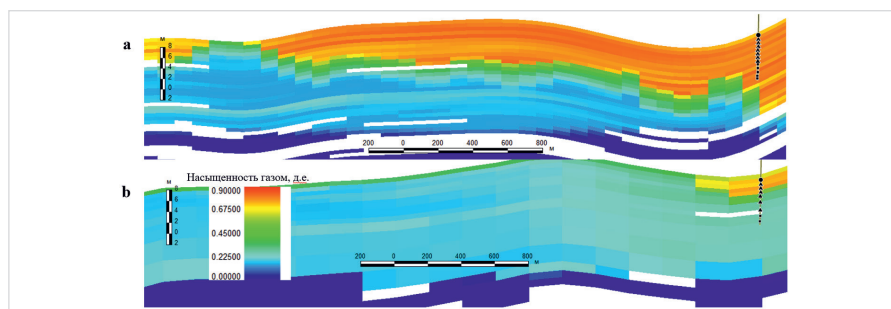


Рис. 16. Разрез газонасыщенности по скважине В: а — фильтрационная модель 2019; б — фильтрационная модель 2020
Fig. 16. Gas saturation cross-section, well B: a — simulation model 2019; b — simulation model 2020

пористости выполнялся пересчет проницаемости. В результате полученные значения проницаемости по ГИС стали соответствовать параметру кН, определенному ГазДИ (рис. 6).

В процессе анализа геологической реализации выделен пул «реперных» скважин, которые характеризуются экстремальным характером обводнения. Базовая оценка применимости геологической реализации оценивалась по внедрению воды из водонасыщенного пласта по этим скважинам.

Несмотря на то, что карта СПА достоверно показывает связь газонасыщенной и водонасыщенной части пласта, для настройки требовалось детальное локальное моделирование «опасных зон», а именно оценка опесчанности разреза и ее модификация.

Пример детальной настройки песчаности в опасной зоне представлен ниже (рис. 7–10).

Описанный выше в пункте «истории разработки» пример неудачного бурения ЗБГС в новой фильтрационной модели попал в промытую зону (рис. 11).

В результате работы мультидисциплинарной группы специалистов и постоянного возврата к исходным данным для перестроения модели удалось добиться высокого уровня соответствия исходным данным. Построенная геолого-технологическая модель имеет высокую сходимость на фактические данные, корректно описывается коллектор

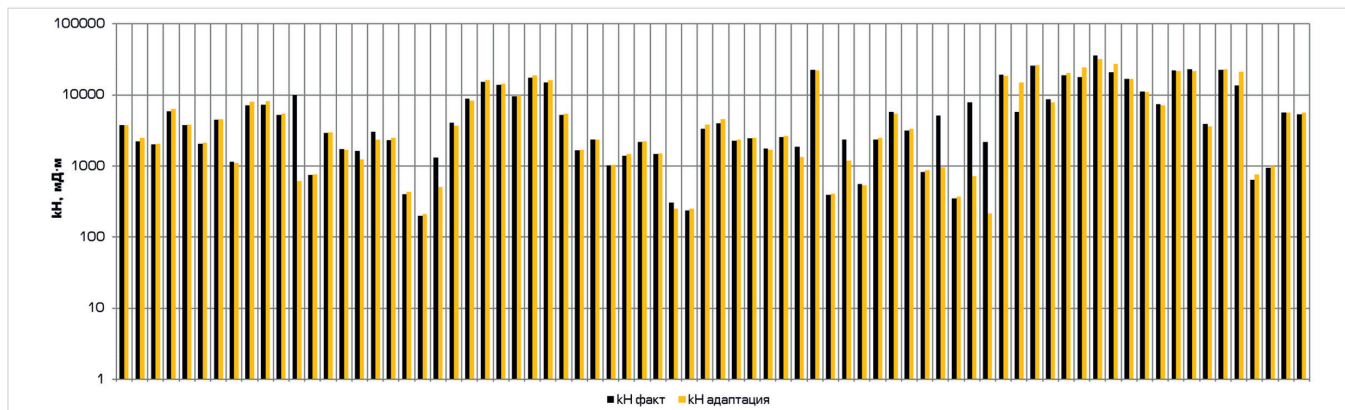


Рис. 12. Настройка kH
Fig. 12. History matching of kH

в зонах работы скважин и пьезометрического фонда (настройка на параметр kH , продуктивность скважин). Модель показывает корректную динамику отборов и пластового давления.

Текущая настройка kH , продуктивность, энергетика и интегральные отборы представлены ниже (рис. 12–15).

Итоги

В результате создания новой фильтрационной модели выполнен пересчет прогнозного варианта разработки пласта. По результатам расчета выявлено, что предыдущая реализация модели имела более выдержанную глинистую перемычку, что сдерживало подъем ГВК по площади куста и привело к его умеренному подъему, в то время как новая АГДМ показала экстремальное внедрение воды в залежь. Пример скважины В приведен на рисунке ниже (рис. 16).

По факту скважина выбыла по обводнению в конце 2020 г. и в результате потребовалось бурение ЗБГС для поддержания добычи. Пробуренный ЗБГС заложен в умеренно безопасную зону пласта согласно карте СПА. На текущий момент скважина работает без признаков воды.

Выводы

Проведенная работа позволила найти зависимость между интенсивностью (скоростью обводнения скважин) и сейсмическими атрибутами. Полученный анализ помог выполнить оптимизацию расположения новых скважин и зарезок боковых стволов базового фонда. В результате авторами выделено

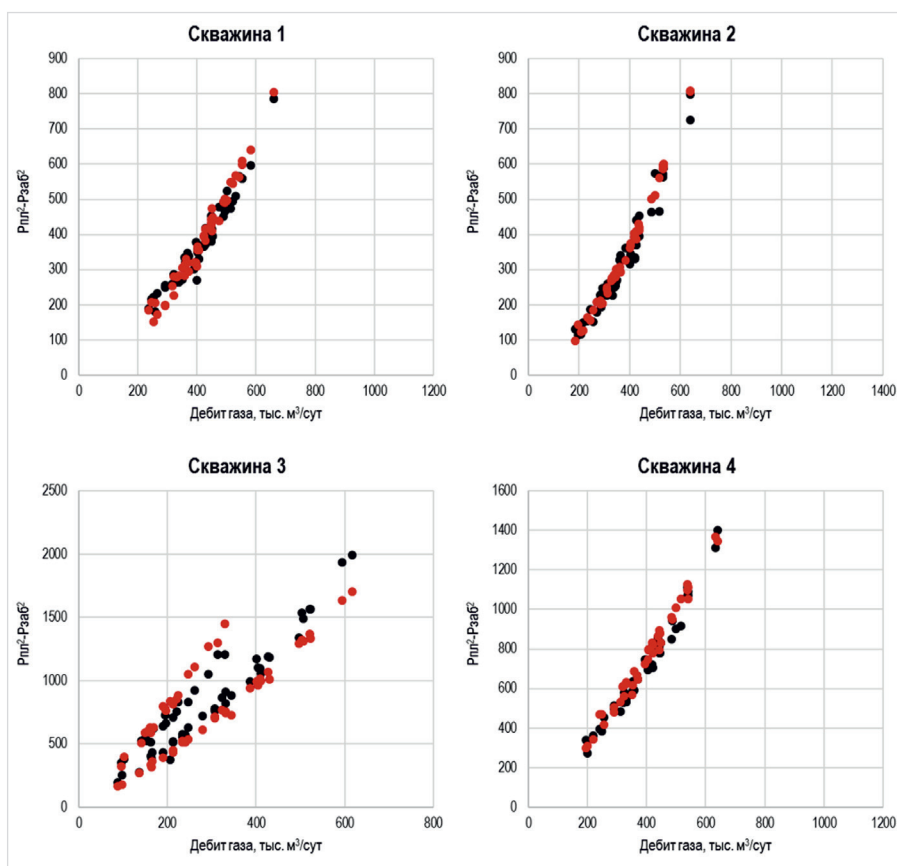


Рис. 13. Настройка продуктивности скважин
Fig. 13. Indicator diagram history matching

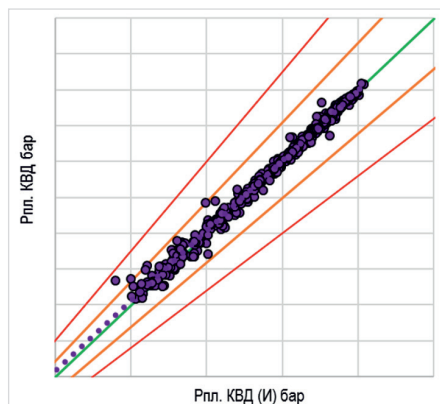


Рис. 14. Настройка энергетического состояния залежи
Fig. 14. History matching of layer pressure

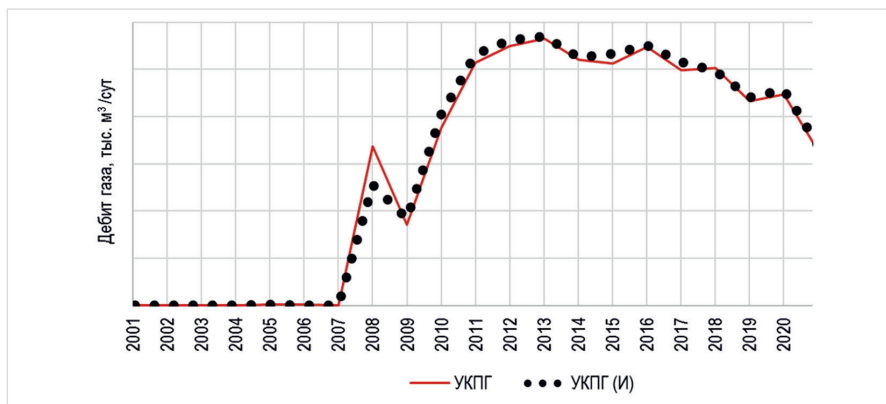


Рис. 15. Интегральная настройка отборов
Fig. 15. History matching of production

три основные зоны, которые характеризуются разным уровнем «безопасности» для бурения, а именно: уверенная, переходная и зона риска.

Построена фациальная модель месторождения, которая стала основой для создания новой концепции геологической модели. На базе полученной геологической модели реализован инструмент прогнозирования технологических параметров работы скважин и их динамики обводнения. Авторами было установлено, что скорость и динамика обводнения скважин напрямую зависит от условий осадконакопления. С учетом выполненного анализа успешно пробурены новые горизонтальные скважины и зарезки боковых стволов. Установлено влияние условий осадконакопления на длительность безводной эксплуатации газовых скважин. Определено положение песчаных тел, крупных флювиальных русел и каналов, а

также аккумулятивных форм. Детальный анализ данных сейсмике при заложении новых скважин и ЗБГС в значительной мере определяет успешность бурения и эффективность разработки маломощных газовых залежей.

В результате данный подход позволил получить достоверный прогноз с сохранением геологической концепции при адаптации фильтрационной модели.

По итогам работы проведено успешное тиражирование опыта моделирования на другие активы Компании в данном регионе.

Литература

1. Щетинин А.С., Бондарь Е.В., Орлов А.Ю., Кунаккужин И.А. Использование данных сейсморазведки в процессе разработки газовой залежи сеномана. Газовая промышленность. 2020. № 5. С. 36–42.
2. Грищенко М.А., Аксенов А.И.,

Максимович О.Д., Щетинин А.С., Кривошеков И.С., Осипенко А.С. Сейсмофациальное моделирование как инструмент повышения достоверности прогноза добычи пласта ПК1 Берегового месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2020. № 10. С. 54–61.

3. Горланов А.А., Давлетшин А.И., Белянский В.Ю., Юшков А.Ю., Абрашов В.Н. Обоснование наиболее вероятной геологической основы путем итерационного моделирования // Научный журнал российского газового общества. 2019. № 2. С. 11–17.
4. Самохин А.А. Ловушки сеноманских газовых залежей на севере Западной Сибири (типы и прогноз размещения) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2011. Т. 6. № 2. 16 с.

ENGLISH

Results

As a result of the creation of a new model, the forecast of the reservoir development was estimated. Based on the results of the analysis, it was revealed that the previous iteration of the model showed a more stretching clay bodies, which constrained the rise of the GWC over the area of the pads and reached its moderate rise, while the new realisation of simulation had extreme flooding the reservoir. An example of well B is shown in the figure below (fig. 16).

In fact, the well retired due to water cut at the end of 2020, and as a result, sidetracking was required to maintain production. The drilled sidetrack was laid in a moderately safe formation zone according to the APA map. At the moment, the well is operating without signs of water.

Conclusions

Authors have find the relationship between the intensity (rate of waterflooding of the wells) and seismic attributes. The resulting analysis helped to optimize the location of new wells and sidetracks. As a result, the authors have identified three main zones, which are

characterized by different levels of “safety” for drilling (confident, transitional and risk zone).

The facies model of the field was built as the basis for creating a new concept of the geological model. The new tool for predicting the technological parameters of wells operation and their water cut dynamics has been implemented. The authors found that the rate and dynamics of water cut in wells directly depends on the conditions of sedimentation. New horizontal wells and sidetracks were successfully drilled. The dependence of sedimentation conditions on the duration of waterless operation of gas wells has been established. The position of sand bodies, large fluvial channels and channels, as well as accumulative forms was determined. A detailed analysis of seismic data during the placement of new wells and sidetracking largely determines the success of drilling and the efficiency of developing thin gas deposits.

As a result, this approach made it possible to obtain a reliable forecast with maintaining the geological concept during history matching. Based on the results of the work, the modeling experience was successfully replicated to other assets of the Company in the region.

References

1. Shchetinin A.S., Bondar E.V., Orlov A.Yu., Kunakkuzhin I.A. Using seismic data in the development of the cenomanian gas deposit. Gas industry, 2020, issue 5, P. 36–42. (In Russ).
2. Grishchenko M.A., Aksenov A.I., Maksimovich O.D., Shchetinin A.S., Krivoshchekov I.S., Osipenko A.S. Seismic

facial modeling as a tool for increasing the reliability of the production forecast for the pk1 layer of the beregovoye field. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2020, issue 10, P. 54–61. (In Russ).

3. Gorlanov A.A., Davletshin A.I., Belyanskiy V.Yu., Yushkov A.Yu., Abrashov V.N. Justification of the most probable

geological basis through iterative modeling. Scientific journal of the Russian gas society, 2019, issue 2, P. 11–17. (In Russ).

4. Samokhin A.A. Traps of Cenomanian gas deposits in the northern part of western Siberia (types and distributio forecast). Oil and Gas Geology. Theory and practice, 2011, Vol. 6, issue 2, 16 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Горланов Алексей Анатольевич, менеджер,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: aagorlanov@tnnc.rosneft.ru

Воронцов Дмитрий Юрьевич, специалист,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Щетинин Алексей Сергеевич, менеджер,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Аксенов Александр Иванович, специалист,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Овчинникова Диана Геннадьевна, ведущий специалист,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Gorlanov Aleksei Anatolyevich, manager,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: aagorlanov@tnnc.rosneft.ru

Vorontsov Dmitry Yurievich, specialist,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Shchetinin Aleksey Sergeyevich, manager,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Aksenov Alexander Ivanovich, specialist,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Ovchinnikova Diana Gennadyevna, lead specialist,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia