

Детализация геологического строения залежи пласта ПК1 Пырейного месторождения на основе совместного анализа сейсмических данных и данных разработки

Песков М.А.¹, Горбунов П.А.¹, Мусатов И.В.¹, Сахипова Ж.А.¹, Архипов А.В.¹, Мошков А.М.¹, Дорохов А.Р.²

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, ²АО «Сибнефтегаз», Новый Уренгой
pagorbunov@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

Статья посвящена уточнению геологической модели залежи пласта ПК1 Пырейного месторождения и выявлению особенностей его внутреннего строения на основе комплексирования данных сейсморазведки и разработки. Применение комплексного подхода к моделированию позволило установить вертикальную неоднородность строения пласта ПК1, в частности, существование в его верхней части прослоев сверхпроницаемых коллекторов, которые оказывают значительное влияние на работу залежи.

Материалы и методы

Материалы: амплитудный сейсмический куб, данные ГИС и данные по месячным эксплуатационным рапортам скважин.

Методы: структурный и динамический анализ амплитудного куба, интерпретация данных РИГИС и количественный анализ рассчитанных фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта,

анализ результатов замера пластовых давлений в эксплуатационном фонде скважин.

Ключевые слова

Западная Сибирь, Пырейное месторождение, пласт ПК1, газ, разработка, сейсморазведка

Для цитирования

Песков М.А., Горбунов П.А., Мусатов И.В., Сахипова Ж.А., Архипов А.В., Мошков А.М., Дорохов А.Р. Детализация геологического строения залежи пласта ПК1 Пырейного месторождения на основе совместного анализа сейсмических данных и данных разработки // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 8. С. 26–31. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-8-26-31

Поступила в редакцию: 17.11.2023

GEOLOGY

UDC 553.98 | Original Paper

Detailing of the geological structure of the PK1 reservoir of the Pyreynoye field according to a joint analysis of seismic and exploitation data

Peskov M.A.¹, Gorbunov P.A.¹, Musatov I.V.¹, Sakhipova Zh.A.¹, Arkhipov A.V.¹, Moshkov A.M.¹, Dorokhov A.R.²

¹"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia, ²"Sibneftegas" JSC, Novy Urengoy, Russia
pagorbunov@tnnc.rosneft.ru

Abstract

This article is about detailing of PK1 reservoir geological model of the Pyreynoye field and identifying the features of its internal structure according to combine analysis of seismic exploration and exploitation data. The use of an integrated approach to modeling made it possible to establish the vertical heterogeneity of the structure of the PK1 reservoir, in particular the existence in its upper part of layers of super-permeable reservoirs, which have a significant influence on the productivity of the reservoir.

Materials and methods

Materials: 3D seismic data, well logs data and data of monthly well operational reports.

Methods: structural and dynamic analysis of the 3D seismic data, interpretation of well logs data and quantitative analysis of the

calculated reservoir properties, analysis of formation pressures measurements in wells.

Keywords

Western Siberia, Pyreynoye field, PK1 reservoir, gas, exploitation, seismic exploration

For citation

Peskov M.A., Gorbunov P.A., Musatov I.V., Sakhipova Zh.A., Arkhipov A.V., Moshkov A.M., Dorokhov A.R. Detailing of the geological structure of the PK1 reservoir of the Pyreynoye field according to a joint analysis of seismic and exploitation data. Exposition Oil Gas, 2023, issue 8, P. 26–31. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-8-26-31

Received: 17.11.2023

Общие сведения об объекте исследования

Пырейное месторождение в административном плане расположено на территории Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. В тектоническом отношении участок работ приурочен к двум структурам первого порядка: Уренгойскому мегавалу (западная часть) и Нижнепурскому мегапрогибу (восточная часть). Уренгойский мегавал в контуре Пырейного месторождения, в свою очередь, осложняется структурой II порядка — Пырейным структурным мысом, с которым, собственно, и ассоциируется месторождение.

Месторождение открыто в 1976 году. Основным продуктивным объектом на рассматриваемой площади является пласт ПК1 сеноманского возраста (K_{25}), к которому приурочена массивная водоплавающая газовая залежь.

С седиментологической точки зрения отложения пласта ПК1 формировались в условиях переходного осадконакопления, а именно прибрежной равнины, временами заливаемой морем [6], и представляют из себя сложное чередование проницаемых и непроницаемых пород. Разрез пласта ПК1 имеет четко выраженное ретроградационное строение, отражающее последовательное увеличение мористости слагающих его осадков [3, 4]. Вверх по разрезу в составе отложений доля прибрежных, а затем и морских отложений растёт, достигая максимума в верхней части разреза, к которой и приурочена залежь.

Предпосылки для выполнения работ

В процессе разработки залежи пласта ПК1 были выявлены различные темпы падения пластового давления в северной и центральной + южной частях залежи при равных технологических условиях эксплуатации скважин. Данное явление указывает на то, что, судя по всему, залежь пласта ПК1 имеет внутренние неоднородности, которые не учитываются в принятых геологических моделях.

Одной из версий, которая объясняла бы неравномерное падение пластового давления, являлось наличие «гидродинамического барьера» между северной

и центральной частями залежи. Предполагалось, что этот барьер может иметь тектоническую (серия малоамплитудных дизъюнктивных нарушений) или седиментационную (литологический экран) природу.

Существующие на площади сейсморазведочные работы МОГТ 3D, снятые в 2010–2011 годах (обработка и интерпретация проводилась в 2011 году), не позволяли выполнить качественный динамический анализ, направленный на выявление предполагаемых экранов ввиду следующих обстоятельств, не учтенных при обработке:

- не совсем корректный и современный учет неоднородностей в верхней части разреза (учет по данным 3D был выполнен с коррекцией на скважинные данные, что могло привести к искажению отражающих границ);
- при объединении массивов 3D сейсмических данных, обработанных в разные годы разными источниками, не выполнено их согласование по форме сигнала;
- при выполнении динамической обработки 3D данных были применены процедуры, искажающие истинное соотношение амплитуд (проявляющееся в том числе в несоответствии амплитудных аномалий на амплитудном и AVO-кубах);
- перед миграционными преобразованиями была выполнена процедура тримстатистики, которая повлекла за собой искажение осей дифрагированных волн и негативно сказалась на результатах миграции.

Для детализации строения залежи пласта ПК1 и с целью выявления геологических причин перепадов текущих пластовых давлений была инициирована работа по комплексной переработке и интерпретации материалов CPP 3D/2D в пределах Пырейной площади.

За 12-летний период, прошедший с момента первичной обработки и интерпретации сейсмических материалов, снятых на Пырейной площади, появились новые технологии и методические приемы, которые позволяют улучшить качество обработки и тем самым получить более надежную и детальную основу для геологического моделирования.

При проведении современной переобработки сейсмических данных на Пырейном ЛУ:

- построена единая модель статических поправок для учета неоднородности ВЧР с учетом региональных трендов;
- выровнена АЧХ данных, устранены амплитудные «просадки». Расширен частотный диапазон;
- проведен подбор оптимальной апертуры миграции, что позволило повысить латеральную разрешенность сейсмических данных. Выполнена коррекция за неэллиптичность годографа для учета эффектов VI-анизотропии;
- при обработке сохранены истинные значения амплитуд, что улучшило динамическую составляющую окончательного куба и позволило выполнить синхронную инверсию.

Полученный в результате переобработки сейсмический материал имеет большую разрешенность и лучшие динамические характеристики, что способствует проведению качественного сейсмического анализа залежи пласта ПК1 Пырейного месторождения.

Результаты работ

Сейсмогеологическая модель пласта ПК1 по результатам выполненной переобработки и интерпретации сейсмических материалов значительно уточнилась. При этом изменений в скважинной корреляции и в интерпретации ГИС практически не произошло — контакт залежи остался на идентичном уровне, а газовые толщины в скважинах практически не изменились.

Все основные изменения модели залежи связаны с использованием новой структурной основы. Так, структура, контролирующая залежь пласта ПК1, вытянулась в северо-западном направлении, а в юго-западной части наоборот уменьшилась. В центральной части залежи прослежено локальное понижение структуры, в результате чего там отстраивается внешний контур. Северо-восточная часть залежи значительно увеличила свою амплитуду (рис. 1).

Увеличение контура залежи пласта ПК1 отчетливо наблюдается в волновой картине

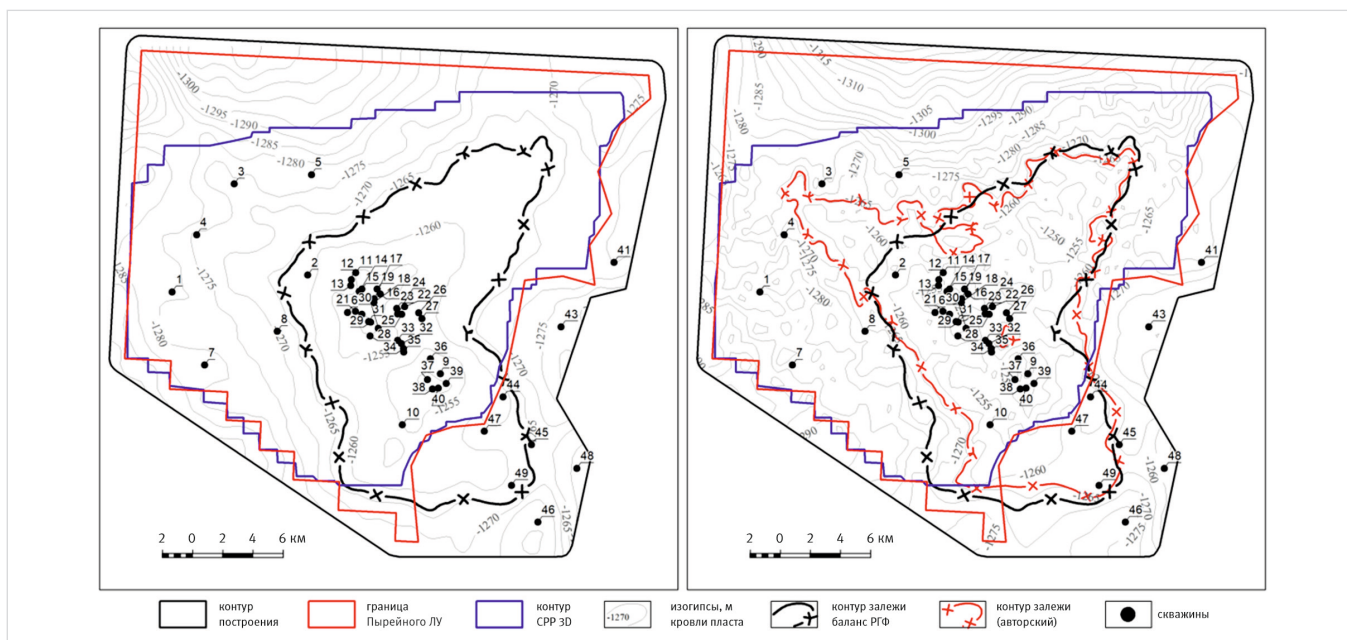


Рис. 1. Сравнение балансовой модели пласта ПК1 с моделью, полученной по результатам переработки и переинтерпретации CPP
Fig. 1. Comparison of the balance model of the PK1 reservoir with the model obtained from the results of reprocessing and reinterpretation of the seismic data

как по картам динамических атрибутов, так и по изменению формы импульса вследствие эффекта от газа. На рисунке 2 представлена карта RMS-амплитуд в окне залежи пласта ПК1, по которой видно, что динамическая аномалия соответствует увеличившемуся контуру залежи по структурному плану. При этом отмечается динамическая выраженность не только центральной, но и северо-западной и особенно северо-восточной части залежи. Увеличение структурной выраженности залежи пласта ПК1 в северо-восточном и северо-западном направлениях открывает

перспективы для наращивания запасов залежи пласта ПК1.

После уточнения контура и морфологии залежи проводился углубленный динамический анализ, направленный на выявление в плане залежи сейсмических аномалий, которые могли бы объяснить различный характер падения пластового давления в северной и центральной части залежи.

Для подтверждения гипотезы существования в пласте ПК1 литологического барьера был выполнен прогноз литологии пласта ПК1 на основе результатов стохастической

инверсии. В поле упругих параметров газонасыщенные песчаники очень хорошо отделяются от остальных литотипов [2, 7], поэтому зона развития литологического экрана должна выглядеть как линейно ориентированная зона пониженных газонасыщенных толщин. На результирующей карте эффективных газонасыщенных толщин не просматриваются какие-либо линейные аномалии, которые могли бы быть проинтерпретированы как литологические экраны (рис. 3).

Второй гипотезой, которая бы объясняла различный характер падения пластового давления в разных частях залежи, являлось наличие разломов в интервале пласта ПК1, которые могут выступать в роли гидродинамического барьера. С целью поиска тектонических нарушений были проанализированы различные структурные атрибуты. Кроме того, на основе нейронных сетей в отечественном программном продукте Georplat был рассчитан атрибут «вероятность наличия разломов» [1]. По результатам выполненного анализа было отмечено хаотичное распределение выделенных аномалий и малое значение их вероятности, что говорит об отсутствии реальных тектонических нарушений в исследуемом интервале (рис. 4).

Таким образом, по сейсмическим данным можно сделать вывод о том, что в сейсмическом масштабе залежь пласта ПК1 представляет собой единый резервуар.

Анализ разреза залежи по данным ГИС

Не получив ожидаемого результата от динамического анализа, был сделан вывод, что, судя по всему, причина неравномерного падения пластового давления по площади падает в особенностях внутреннего строения коллекторов залежи пласта ПК1, которые находятся за пределами разрешающей возможности сейсморазведки. Поэтому дальнейшие изыскания были направлены в сторону анализа РИГИС.

В ходе анализа разрезов скважин в интервале пласта ПК1 было установлено, что пласт вертикально неоднороден, и что его

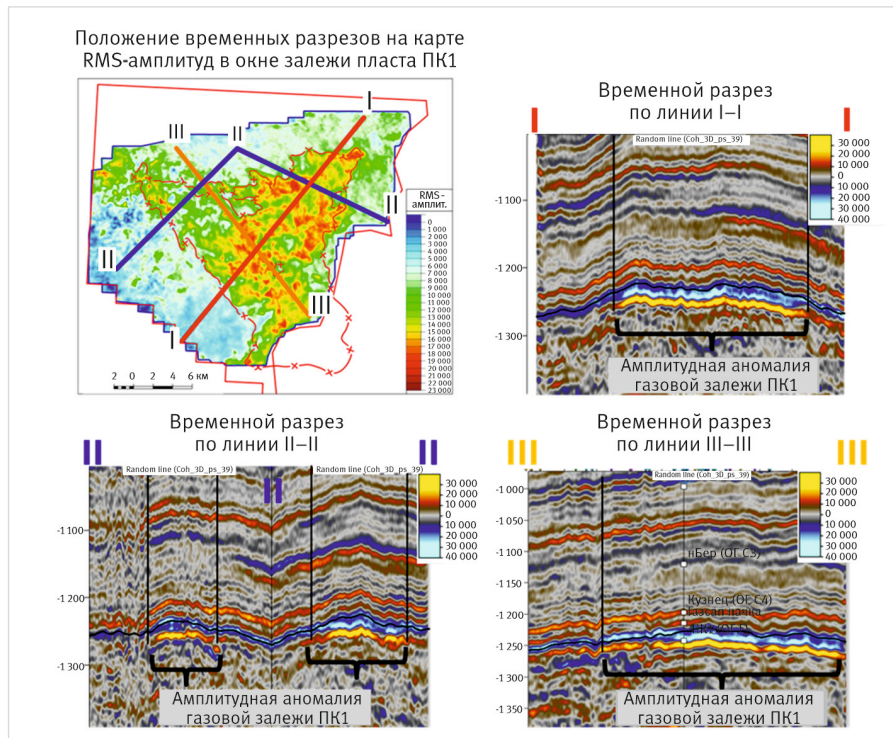


Рис. 2. Проявление газовой динамической аномалии залежи пласта ПК1 на карте RMS-амплитуд и временных разрезах
Fig. 2. Sign of the gas dynamic anomaly of the PK1 reservoir on the RMS amplitude map and time section

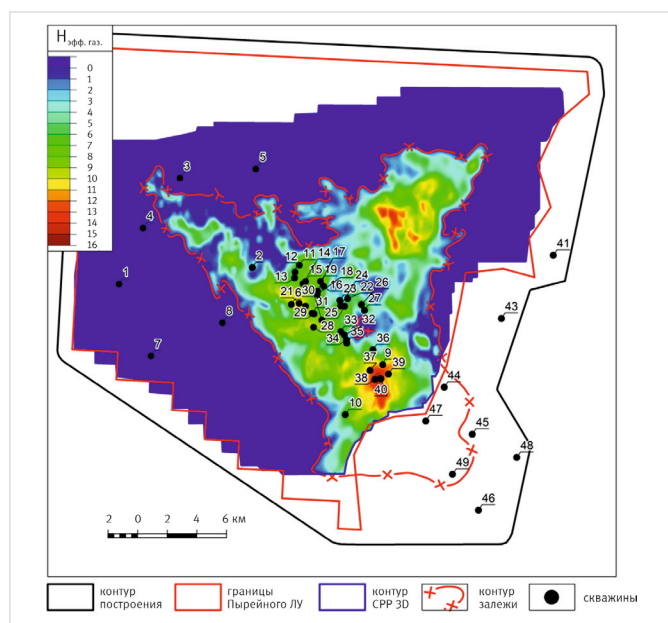


Рис. 3. Карта прогнозных газонасыщенных толщин пласта ПК1 по результатам синхронной инверсии
Fig. 3. Map of predicted gas-saturated thicknesses of the PK1 reservoir based on the results of simultaneous inversion

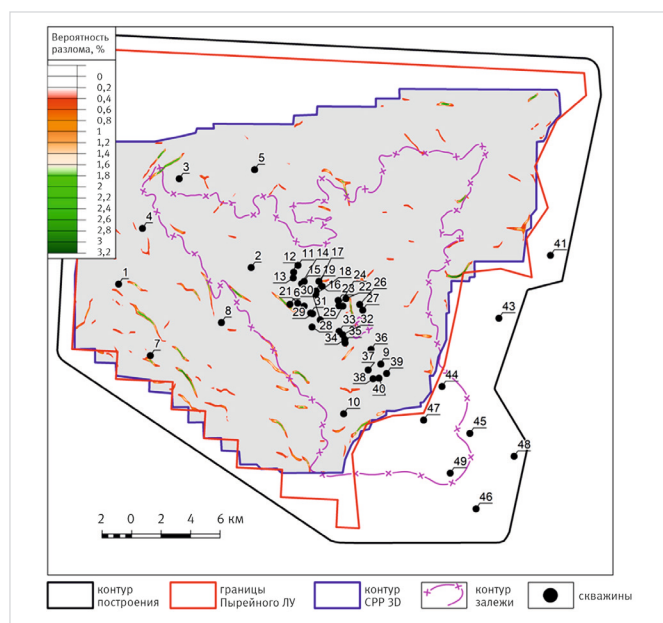


Рис. 4. Вероятность наличия разломов в интервале пласта ПК1
Fig. 4. Faults probability in the PK1 reservoir interval

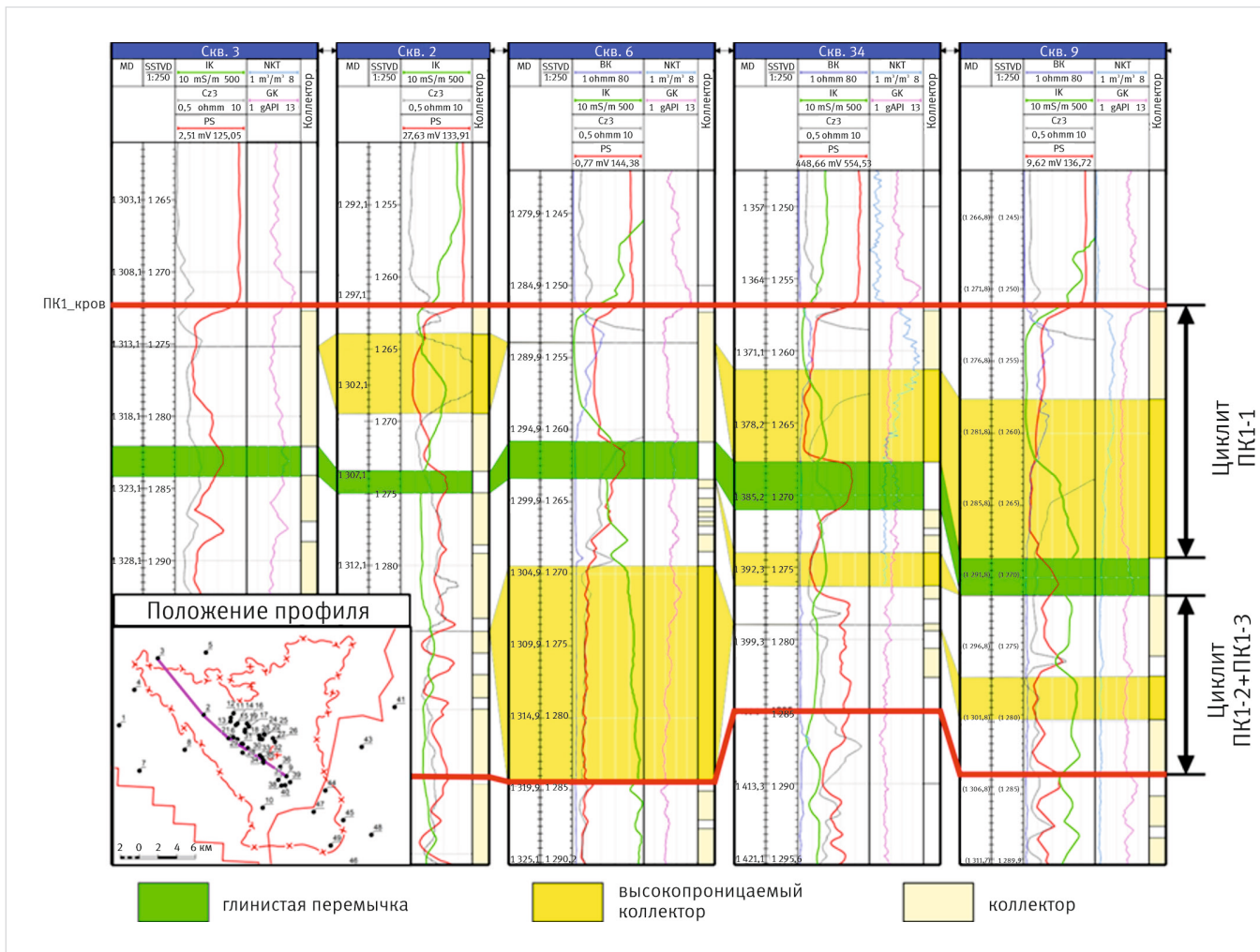


Рис. 5. Схема корреляции высокопроницаемого просяла
 Fig. 5. Correlation scheme of high-permeability layer

можно разделить на несколько циклитов — ПК1-1, ПК1-2 и ПК1-3, к самому верхнему из которых (ПК1-1) непосредственно приурочена газовая залежь. Также было установлено, что в пределах пласта выделяются отдельные прослои коллекторов с повышенными ФЕС ($K_p > 35\%$, $K_{пр} > 900$ мД), которые уверенно коррелируются по скважинам в пределах изучаемой территории. Высокопроницаемые прослои были прокоррелированы по всему фонду скважин. Пример корреляции пласта ПК1 приведен на рисунке 5.

Была выдвинута гипотеза о том, что высокопроницаемые коллекторы в верхней части разреза пласта ПК1, к которому приурочена залежь (циклит ПК1-1), должны оказывать ключевое влияние на работу залежи и ее энергетическое состояние.

В ходе дальнейшего анализа была доказана связь между величиной текущего пластового давления и суммарной эффективной толщиной высокопроницаемых коллекторов циклита ПК1-1. На рисунке 6 приведен график зависимости текущего пластового давления от суммарной толщины высокопроницаемых коллекторов циклита ПК1-1, построенный по скважинным данным. Коэффициент корреляции двух этих величин составляет 0,756, что указывает на существование между ними значимой связи.

На рисунке 7 представлена карта текущих пластовых давлений со скважинами, в которых подписана мощность

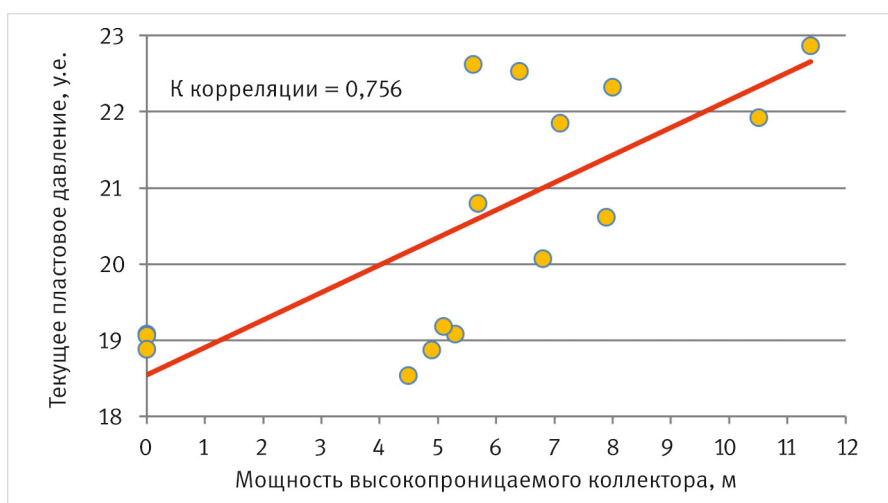


Рис. 6. График зависимости текущего пластового давления от мощности высокопроницаемых коллекторов
 Fig. 6. Function between current reservoir pressure and thickness of highly conductive reservoirs

высокопроницаемых коллекторов циклита ПК1-1. Для наглядности скважины были ранжированы в зависимости от мощности высокопроницаемых коллекторов на три ранга: 1-й ранг с малыми толщинами (0–5 м); 2-й ранг со средними толщинами (5–10 м); 3-й ранг с толщинами более 10 метров.

По карте видно, что в тех местах залежи, где скважины охарактеризованы малыми толщинами высокопроницаемых коллекторов, падение пластового давления происходит более интенсивно.

На рисунке 8 представлен схематический разрез модели залежи пласта ПК1

с выделенными прослоями высокопроводящих коллекторов, границей между циклитом ПК1-1 и ПК1-2 + ПК1-3, начальными и текущими газоводящими контактами (ГВК). На разрезе наглядно демонстрируется, что юго-восточная часть залежи за счет мощного высокопроводящего слоя коллекторов хорошо связывается с законтурной частью залежи, что обеспечивает восполнение

энергетического потенциала залежи за счет более активного поступления законтурных вод [5].
На севере, в свою очередь, сообщение продуктивной части залежи с законтурной областью затруднено, в результате чего давление в продуктивной части за счет медленного поступления воды стабилизируется хуже.

Итоги

В результате выполненных работ:

- уточнена структурно-тектоническая модель залежи пласта ПК1;
- спрогнозированы эффективные газонасыщенные толщины с учетом сейсмических данных;
- установлено цикличное внутреннее строение пласта ПК1;
- установлено существование в разрезе высокопроводящих разностей коллекторов, которые локализуются преимущественно в верхней части разреза;
- выявлено, что интенсивность снижения пластового давления в залежи напрямую связана с объемом выделяемого высокопроводящего коллектора;
- рекомендуется устанавливать режим работы эксплуатационных скважин в зависимости от объема выделяемых высокопроницаемых коллекторов в той или иной части залежи.

Выводы

Установленная особенность распределения свойств коллекторов в разрезе пласта ПК1 соответствует геологическому представлению об условиях его образования — верхняя часть пласта формировалась в мелководно-морских обстановках, что обуславливает ее наилучшие ФЕС. Нижняя часть пласта ассоциируется с отложениями континентального и переходного комплекса отложений, охарактеризованного несколько худшими ФЕС. Исходя из установленной закономерности распределения ФЕС пласта ПК1, авторами делается вывод, что режимы работы эксплуатационных скважин, расположенных на площади месторождения, должны зависеть непосредственно от объема высокопроводящих коллекторов, чтобы на каждой части площади обеспечить режим добычи, при котором происходит равномерное падение пластового давления в зависимости от связи

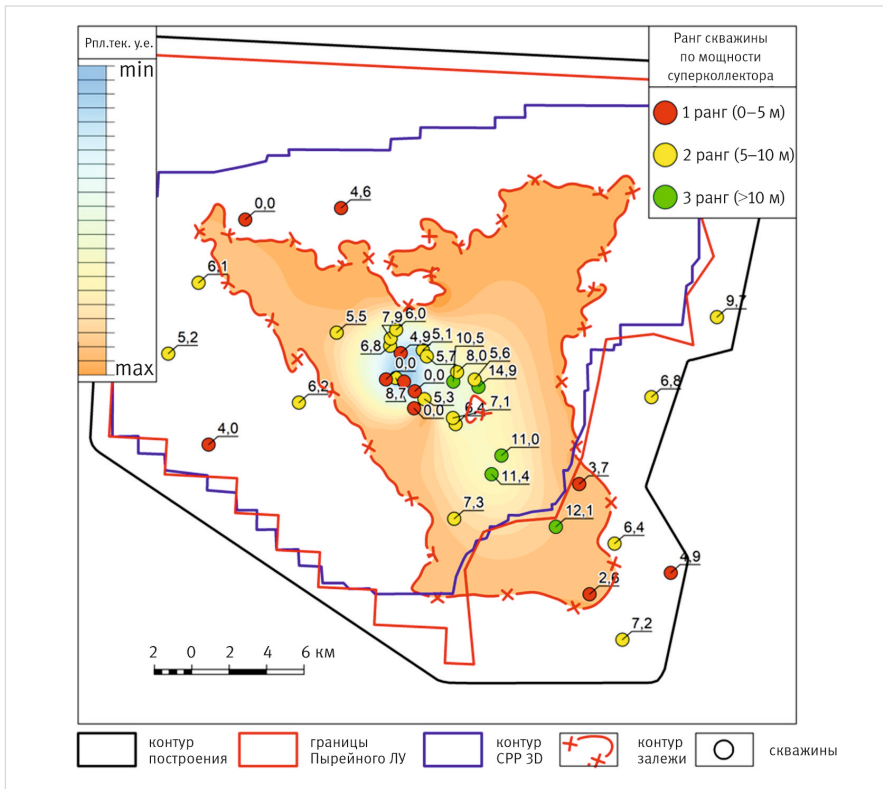


Рис. 7. Карта текущих давлений залежи пласта ПК1 Пырейного месторождения
Fig. 7. Map of current reservoir pressures of the PK1 reservoir of the Pyreynoye field

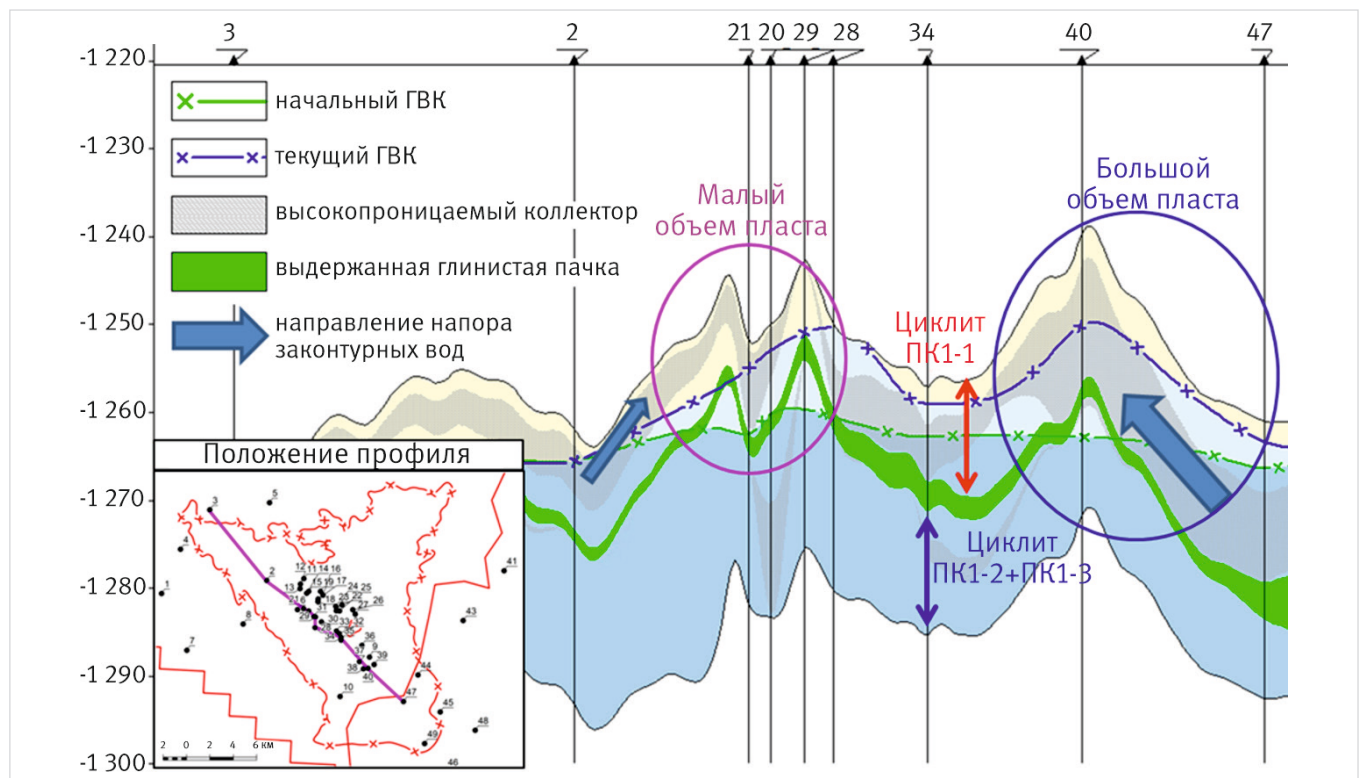


Рис. 8. Схематический разрез залежи пласта ПК1
Fig. 8. Schematic section of the PK1 reservoir

залежи с законтурной зоной, в значительной мере обеспечиваемой прослоем высокопродуцирующего коллектора.

Литература

1. Авдеев П.А., Базанов А.К., Ефремов И.И., Мифтахов Р.Ф. Переход к использованию цифровых помощников в кинематической интерпретации данных сейсморазведочных работ на примере задачи повышения качества сейсмических данных после суммирования и достоверности прогноза тектонической модели // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2022. Т. 4. № 1. С. 50–57.
2. Воскресенский Ю.Н. Изучение изменений амплитуд сейсмических отражений для поисков и разведки залежей углеводородов. М.: РГУ нефти и газа, 2001. 68 с.
3. Жемчугова В.А. Практическое применение резервной седиментологии при моделировании углеводородных систем. М.: РГУ нефти и газа, 2014. 344 с.
4. Жемчугова В.А., Бербенов М.О. Седиментационная модель отложений покурской свиты как основа прогноза фильтрационно-емкостных свойств (верхний мел Западной Сибири) // Литология и полезные ископаемые. 2018. № 2. С. 142–151.
5. Каналин В.Г. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология. М.: Недра, 1997. 366 с.
6. Конторович А.Э., Ершов С.В., Казаненков В.А., Карогодин Ю.Н., Конторович В.А., Лебедева Н.К., Никитенко Б.Л., Попова Н.И., Шурыгин Б.Н. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде // Геология и геофизика. 2014. Т. 55. №№ 5–6. С. 745–776.
7. Odegaard E., Avseth P. Well log and seismic data analysis using rock physics templates. First break, 2004, Vol. 22, issue 10, P. 37–43. (In Eng).

ENGLISH

Results

The results of the research can be represented in following sentences:

- detalization of the structural and tectonic model of the PK1 reservoir;
- forecasting of the gas-saturated thicknesses of the reservoir with help of seismic data;
- establishment of the cyclic structure of the PK1 reservoir;
- establishment of the existence of highly conductive reservoir in the section, which are localized mainly in the upper part of the section;
- it was revealed that the intensity of the reservoir pressure decrease is directly related to the volume of highly conductive reservoir;
- exploitation of production wells should be depended on the volume high-permeability reservoirs in one or another part of the reservoir.

References

1. Avdeev P.A., Bazanov A.K., Efremov I.I., Miftakhov R.F. Transition to the use of digital assistants in the kinematic interpretation of the data of seismic exploration by the example of the problem of improving the quality of seismic data after summation and reliability of the tectonic model forecast. Kazakhstan journal for oil & gas industry, 2022, Vol. 4, issue 1, P. 50–57. (In Russ).
2. Voskresensky Yu.N. Study of changes in the amplitudes of seismic reflections for the search and exploration of hydrocarbon deposits. Moscow: Russian State University of Oil and Gas, 2001, 68 p. (In Russ).
3. Zhemchugova V.A. Practical application of reservoir sedimentology in modeling hydrocarbon systems. Moscow: Russian State University of Oil and Gas, 2014, 344 p. (In Russ).
4. Zhemchugova V.A., Berbenov M.O. Sedimentation model of rocks of the Pokur formation: basis for the prediction of filtration-volumetric characteristics (upper cretaceous, West Siberia). Lithology and mineral resources, 2018, issue 2, P. 142–151. (In Russ).
5. Kanalin V.G. Oil and gas exploitation geology and hydrogeology. Moscow: Nedra, 1997, 366 p. (In Russ).
6. Kontorovich A.E., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Karogodin Yu.N., Kontorovich V.A., Lebedeva N.K., Nikitenko B.L., Popova N.I., Shurygin B.N. Cretaceous paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. Geology and geophysics, 2014, Vol. 55, issue 5–6, P. 745–776. (In Russ).
7. Odegaard E., Avseth P. Well log and seismic data analysis using rock physics templates. First break, 2004, Vol. 22, issue 10, P. 37–43. (In Eng).

Conclusions

The revealed distribution of reservoir properties in the section of the PK1 reservoir corresponds to the geological concept of its formation – the upper part of the reservoir was formed in shallow-marine environments, which determines its best reservoir properties. The lower part of the reservoir is associated with sediments of the continental and transitional sedimentation complex, characterized by slightly worse reservoir properties.

According to established patterns of reservoir properties distribution, the authors conclude that the production wells located in the field should be developed with taking into the account the volume of highly conductive reservoirs. This will ensure a production in each part of the field with a uniform drop in reservoir pressure.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Песков Михаил Анатольевич, менеджер,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Горбунов Павел Александрович, к.г.-м.н., заведующий сектором,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
Тюмень, Россия

Для контактов: pagorbunov@tnnc.rosneft.ru

Мусатов Илья Владимирович, начальник отдела,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Сахипова Жанна Андреевна, начальник отдела,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Архипов Андрей Викторович, главный специалист,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Мошков Александр Михайлович, специалист,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Дорохов Антон Романович, начальник отдела,
АО «Сибнефтегаз», Новый Уренгой, Россия

Peskov Mikhail Anatolievich, manager,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Gorbunov Pavel Alexandrovich, ph.d. of geologo-mineralogical sciences, sector head, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Corresponding author: pagorbunov@tnnc.rosneft.ru

Musatov Ilya Vladimirovich, department head,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Sakhipova Zhanna Andreevna, department head,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Arkhipov Andrey Viktorovich, chief specialist,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Moshkov Alexander Mikhailovich, specialist,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Dorokhov Anton Romanovich, department head, “Sibneftegas” JSC, Novy Urengoy, Russia