

Использование результатов анализа сейсмических данных для улучшения прогнозирования фильтрационной модели и дальнейших рекомендаций формирования системы поддержания пластового давления

Пухарев В.А., Гусейн-заде А.Ю., Шалыгина Н.В., Ростенко П.М.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
vapukharev@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

В работе рассмотрено влияние возможных фильтрационных границ на основные показатели в гидродинамической модели. Проведен сравнительный анализ адаптации и прогнозных расчетов вариантов гидродинамической модели без предполагаемых фильтрационных границ и с их наличием. Выданы рекомендации на проведение гидропрослушивания.

Материалы и методы

Материалы: данные сейсмические и гидродинамических исследований скважин, палеотектонические данные, а также литологическое строение вдоль скважин рассматриваемых месторождений.

Методы: анализ собранной информации, введение фильтрационных границ в гидродинамические модели, построение карт разниц плотностей подвижных запасов, сравнительный анализ адаптаций

и прогнозных расчетов на гидродинамических моделях с фильтрационными границами и без них.

Ключевые слова

фильтрационные границы, гидродинамическая модель, сейсмические данные, адаптация, пластовая энергетика, прогнозирование

Для цитирования

Пухарев В.А., Гусейн-заде А.Ю., Шалыгина Н.В., Ростенко П.М. Использование результатов анализа сейсмических данных для улучшения прогнозирования фильтрационной модели и дальнейших рекомендаций формирования системы поддержания пластового давления // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 6. С. **–**, DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-**-**

Поступила в редакцию: 21.10.2021

GEOLOGY

UDC 553.98 | Original Paper

Using the results of seismic data analysis to improve the prediction of the filtration model and further recommendations for the formation of a reservoir pressure maintenance system

Pukharev V.A., Guseinzade A.Y., Shalygina N.V., Rostenko P.M.

"Tyumen oil research center" LLC, Tyumen, Russia
vapukharev@tnnc.rosneft.ru

Abstract

The paper considers the influence of possible filtration boundaries on the main indicators in the hydrodynamic model. A comparative analysis of adaptation and predictive calculations of hydrodynamic model variants without assumed filtration boundaries and with their presence is carried out. Recommendations for conducting hydro-listening have been issued.

Materials and methods

Materials: data from seismic and hydrodynamic studies of wells, paleotectonic data, as well as lithological structures along the wells of the fields under consideration.

Methods: analysis of the collected information, maintenance of filtration boundaries in hydrodynamic models, construction, mapping of the difference in the densities of mobile stocks, comparative analysis

of adaptations and predictive calculations on hydrodynamic models with and without filtration boundaries.

Keywords

filtration boundaries, hydrodynamic model, seismic data, adaptation, reservoir energy, forecasting

For citation

Pukharev V.A., Guseinzade A.Y., Shalygina N.V., Rostenko P.M. Using the results of seismic data analysis to improve the prediction of the filtration model and further recommendations for the formation of a reservoir pressure maintenance system. Exposition Oil Gas, 2021, issue 6, P. **–**. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-**-**

Received: 21.10.2021

Введение

В статье «Опыт использования сейсмических данных при настройке пластового давления в гидродинамической модели» [1] рассматривалась проблема адаптации пластовой энергетики на пилотном месторождении. При настройке модели наблюдались следующие тенденции: в зонах добывающих скважин расчетное пластовое давление выше фактического, в зоне нагнетательных — ниже, отклонения могли достигать 80 %.

В результате комплексного анализа данных сейсмики и гидродинамических исследований (ГДИ) было выдвинуто предположение о наличии между скважинами фильтрационных границ, ограничивающих объемы дренирования, что влияло на темпы падения пластового давления в зонах скважин. При введении непроницаемых фильтрационных границ в гидродинамической модели (ГДМ) сходимость по пластовому давлению выросла с 27 до 67 %. Применение такого метода учета фильтрационных границ позволит минимизировать возможные риски при обосновании проектного фонда для данных месторождений и формировании системы поддержки пластового давления (ППД). Задачами данной работы является обоснование возможных фильтрационных границ на изучаемых месторождениях, а также изучение влияния данных границ на показатели адаптации и прогнозирования фильтрационной модели и, как следствие, формирование рекомендаций по системе ППД и ГДИ.

Геотектонические условия формирования месторождений

Рассматриваемые месторождения 1 и 2 располагаются рядом с пилотным месторождением. Продуктивными пластами для всех месторождений являются средние юрские отложения Тюменской свиты (пласты Ю2, Ю3, Ю14, Ю24).

С точки зрения геологии образование целевых пластов происходило в одинаковых условиях осадконакопления, поэтому фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) рассматриваемых месторождений схожи. В тектоническом отношении рассматриваемые месторождения приурочены к локальным структурам III порядка (рис. 1), формирование которых продолжалось в юрский и меловый периоды и сопровождалось серией тектонических нарушений. Данные тектонические нарушения являются корневыми и идут от фундамента, достигая целевых пластов, что подтверждается сейсмическими временными разрезами, где они уверенно прослеживаются в доюрских интервалах и затухают вверх по разрезу (рис. 2).

Из истории палеотектонического развития изучаемой территории следует, что все структурные элементы контролируются дизъюнктивными нарушениями преимущественно северо-восточного направления. Таким образом, рассматриваемый регион предполагает наличие возможных тектонических нарушений для всех трех месторождений, которые могут являться фильтрационными границами. Как и для пилотного месторождения, при

сейсмической интерпретации на территории месторождений 1 и 2 рассчитывался атрибут когерентности, с помощью которого построены карты когерентности, позволяющие отобразить предполагаемую конфигурацию возможных фильтрационных границ [3]. На рисунке 3 представлена карта атрибута когерентности с нанесением итоговых линий фильтрационных границ. На основе данной карты фильтрационные границы вводились в ГДМ для дальнейшего исследования проблемы.

Оценка наличия фильтрационных границ

На месторождении 1 пробурено четыре куста скважин и бурение продолжается. На месторождении 2 пробурено три разведочные скважины. Фактический и проектный фонд месторождений представлен горизонтальными скважинами с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП) (рис. 4).

Следует отметить, что исследование рассматриваемой проблемы на месторождении 1 усложняется ввиду реализации фонда горизонтальных скважин: в отличие от пилотного месторождения, на котором весь фактический фонд нагнетательных и часть добывающих скважин являются наклонно направленными (ННС). Горизонтальные скважины месторождения 1 могут пересекать предполагаемые фильтрационные границы [1]. Вследствие этого зоны дренирования скважин не являются полностью изолированными, поэтому результаты ГДИ будут частично информативны или неинформативны вове для обоснования фильтрационных границ [2, 4].

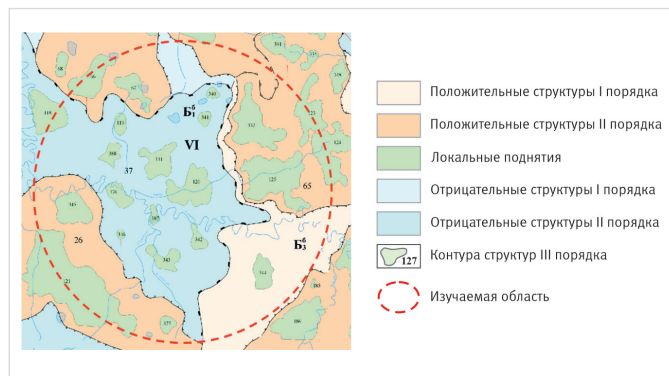


Рис. 1. Выкопировка из «Тектонической карты мезозойских отложений» (Кулахметов Н.Х., Сидоров Д.А., 2004 г.)
Fig. 1. A copy from the "Tectonic map of Mesozoic deposits" (Kulakhmetov N.H., Sidorov D.A., 2004)

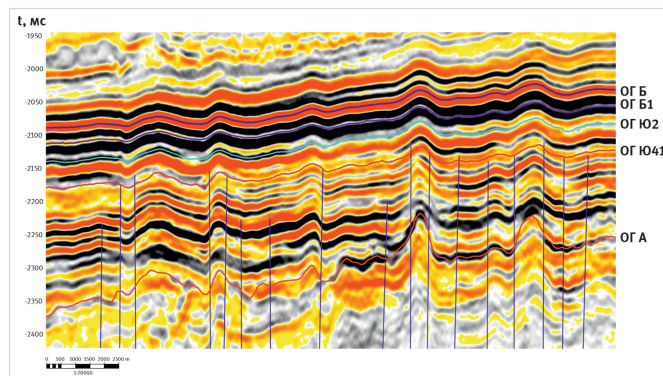


Рис. 2. Сейсмический временной разрез через 1 и 2 месторождение
Fig. 2. Seismic time section through 1 and 2 deposits

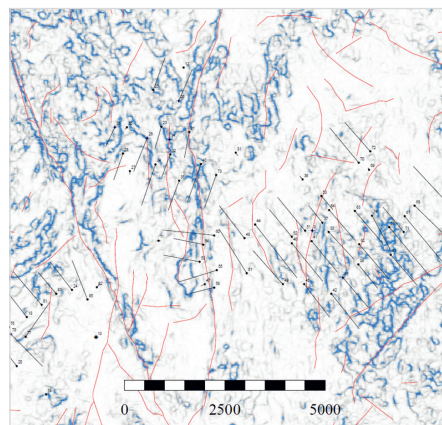


Рис. 3. Карта сейсмического атрибута когерентность
Fig. 3. Map of the seismic attribute coherence

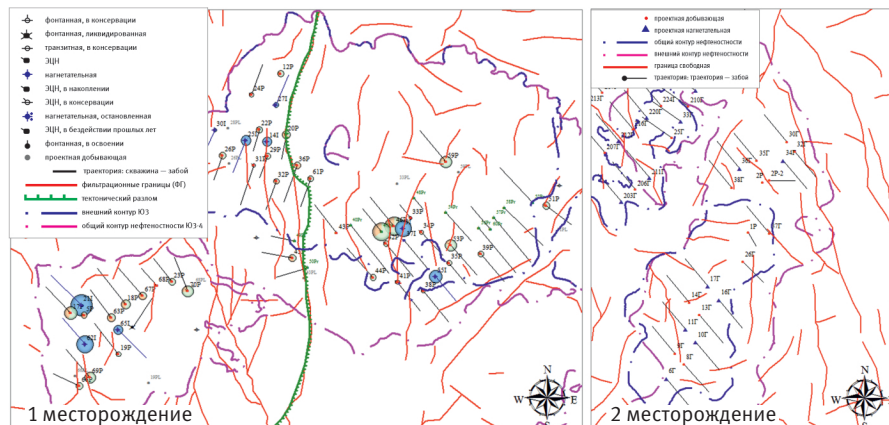


Рис. 4. Карты месторождений 1 и 2 с предполагаемыми фильтрационными границами
Fig. 4. Maps of deposits 1 and 2 with assumed filtration boundaries

Для дополнительной оценки наличия фильтрационных границ принято решение обратиться к разрезам литологии вдоль горизонтальных скважин, пересекающих предполагаемые фильтрационные границы с целью выявления литологической изменчивости коллектора. На рисунке 5 представлены литологические разрезы фактических скважин, где в части ствола наблюдается замещение коллектора более плотными породами, что косвенно является подтверждением существования какой-либо границы.

Аналогичный анализ был проведен по всем горизонтальным скважинам, которые, предположительно, пересекают фильтрационные границы. По результатам анализа литологических разрезов горизонтальных скважин фильтрационные границы введены в ГДМ. Произведены расчеты исторического периода для определения влияния фильтрационных границ на результаты адаптации (рис. 6). По результатам расчетов можно сделать вывод, что ввод фильтрационных границ в ГДМ оказал ограниченное влияние

на адаптацию пластового и забойного давлений; на обводненность повлиял в сторону незначительного увеличения.

Несмотря на незначительное влияние введенных фильтрационных границ на адаптацию месторождения 1, ввиду небольшого исторического периода, принято решение оценить влияние на прогнозные показатели месторождений 1 и 2, на степень выработанности запасов и эффективности реализуемой системы поддержания пластового давления.

По результатам прогнозного расчета для

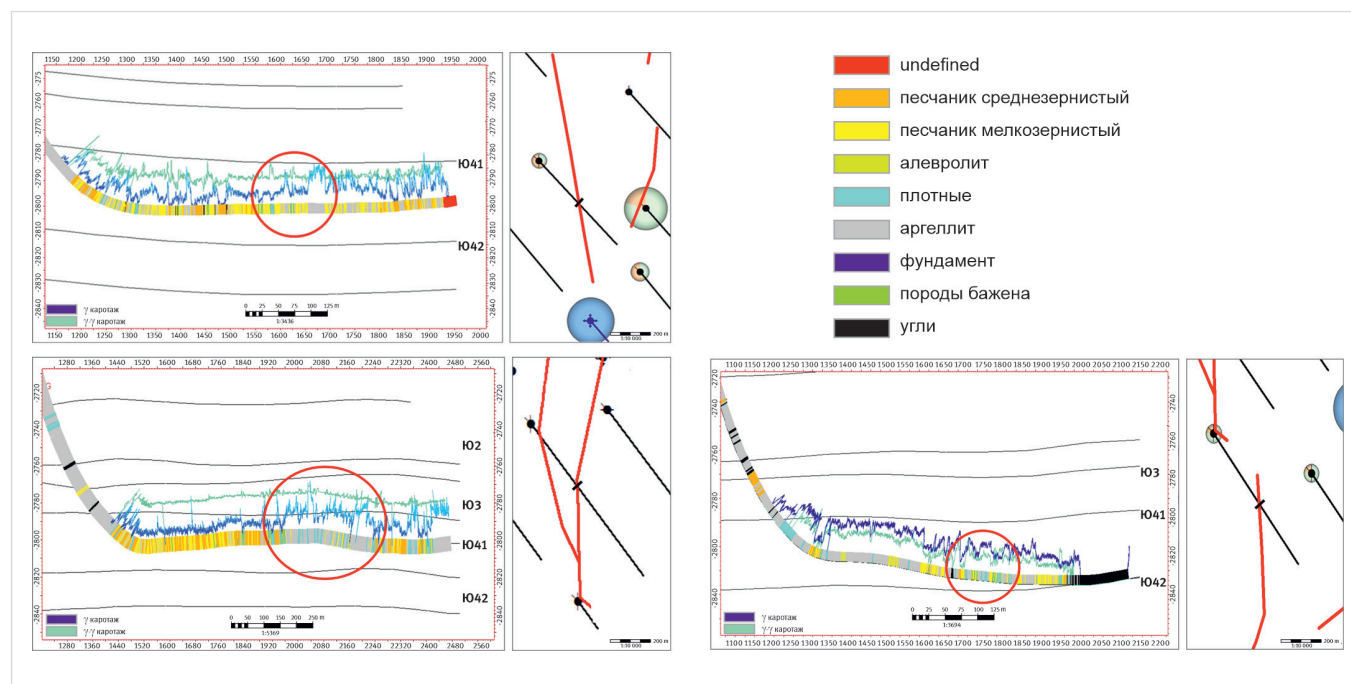


Рис. 5. Литологические разрезы вдоль скважины и карта участка локализации фильтрационных границ относительно траектории скважины

Fig. 5. Lithological section along well and a map of the localization site of filtration boundaries relative to the well trajectory

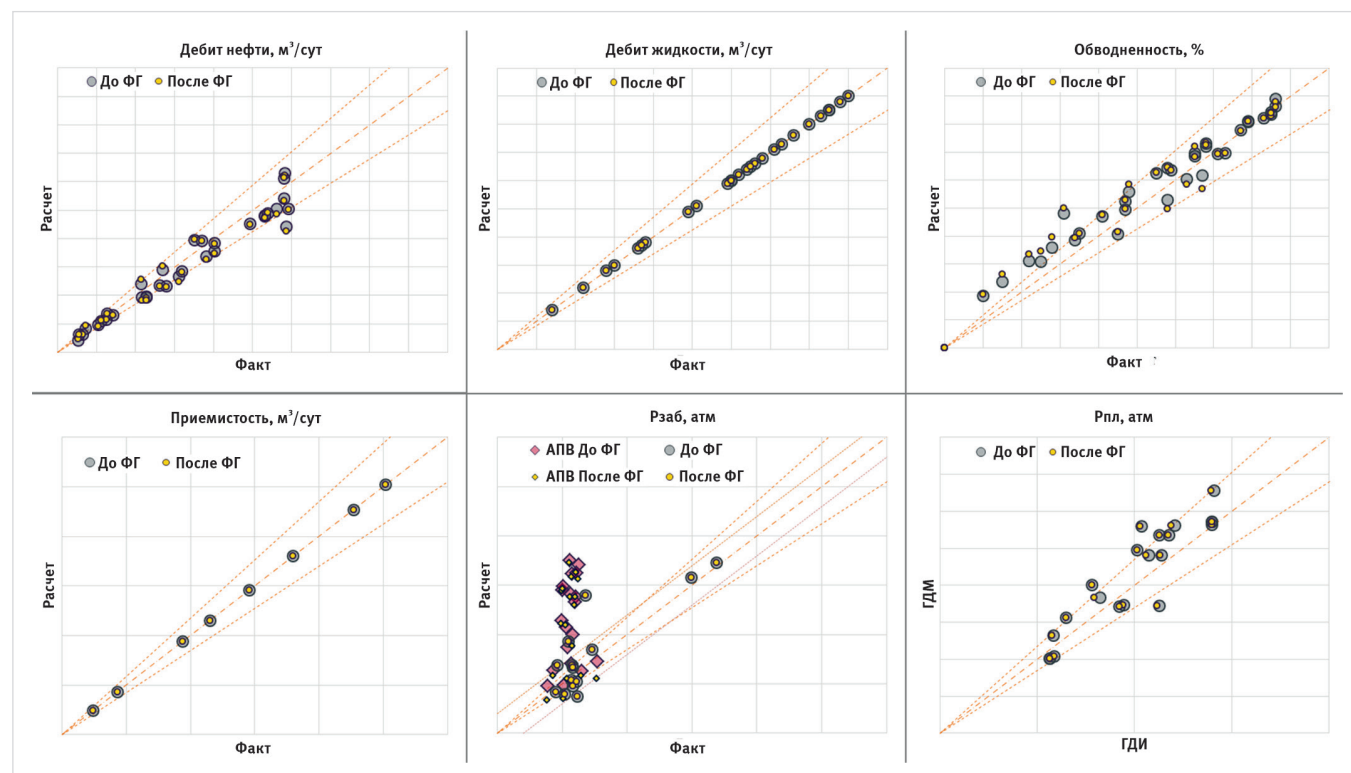


Рис. 6. Сравнение кросс-плотов адаптации и динамики Рпл двух ГДМ без/с фильтрационными границами

Fig. 6. Comparison of adaptation cross-plots and Rpl dynamics of two CDMS without/with filtration boundaries

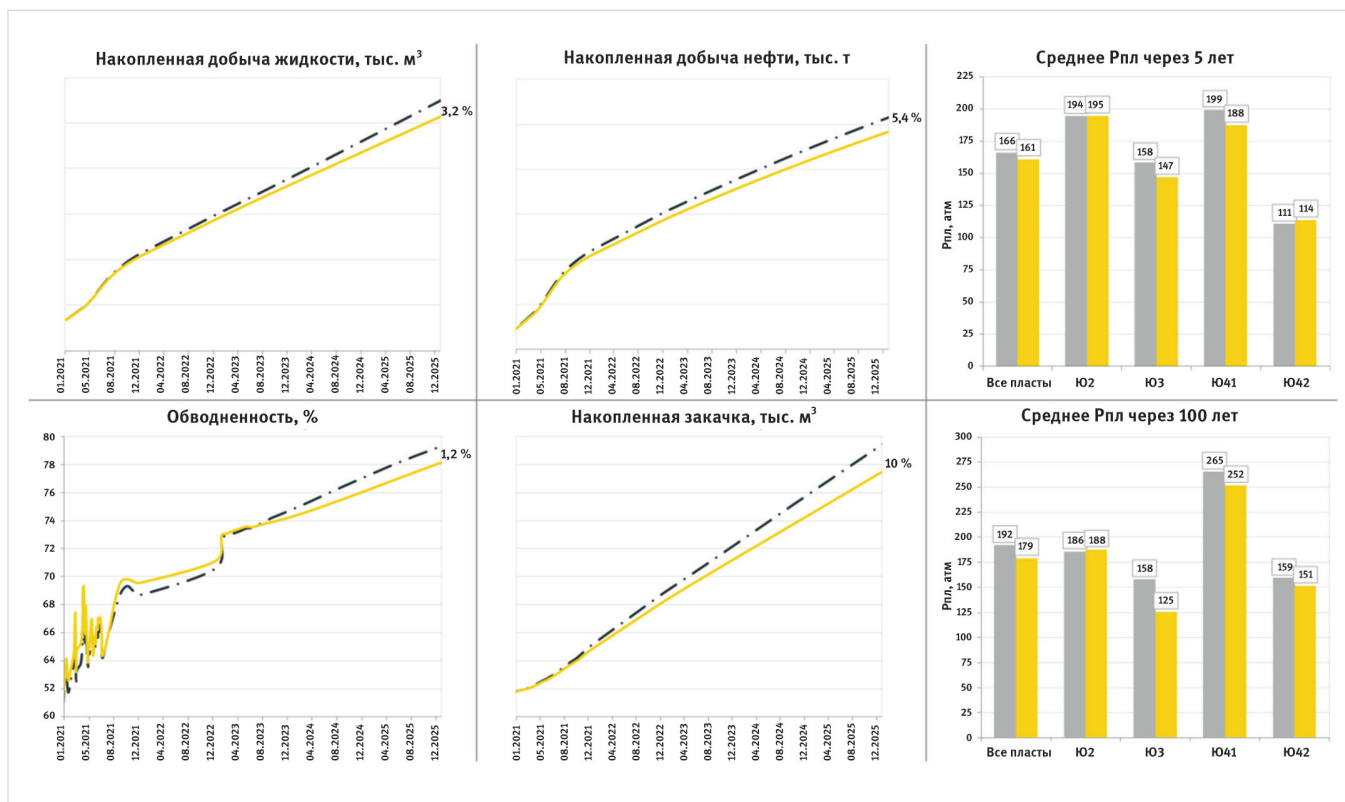


Рис. 7. Графики прогнозных показателей месторождения 1 в сравнении: ГДМ без/с фильтрационными границами с учетом актуального проектного фонда
Fig. 7. Graphs of forecast indicators of field 1 in comparison: GDM without/with filtration boundaries, taking into account the current project fund

месторождения 1 наблюдается снижение накопленных показателей через 5 лет: накопленной нефти на 3,2 %, жидкости на 5,4 %, закачки на 10 % и пластового давления на целевом пласте Ю14. Через 100 лет пластовое давление ниже в варианте с введенными фильтрационными границами (рис. 7), поскольку часть горизонтальных участков добывающих скважин оказалась изолированной от нагнетательных.

Рекомендации по формированию системы ППД

На месторождениях 1 и 2 через 100 лет локализируются невыработанные запасы нефти (рис. 8). Анализ результатов расчетов на ГДМ месторождения 1 с фильтрационными границами позволяет определить районы, в которых необходимо ППД.

В районе скважин 32Р-36Р-61Р (рис. 9 б) наблюдается зона невыработанных запасов. Изолированность переведенной в нагнетательные скважины 61Р фильтрационными границами приводит к неэффективной закачке и, как следствие, к снижению пластового давления на скважинах 36Р (на 26 атм (20 %) и 29 атм (15 %) на пластах Ю3 и Ю41 соответственно в сравнении с ГДМ без фильтрационных границ) и 32Р (на 50 атм (63 %) и 34 атм (26 %) на пластах Ю3 и Ю41 соответственно), которая впоследствии отключается. В связи с этим рекомендуется перевести в ППД скважину 36Р, а 61Р оставить в добыче.

В районе проектной скважины 54Р аналогичная ситуация (рис. 9 в). Свести к минимуму риски наличия зон невыработанных запасов и просадки пластового давления позволит ввод нагнетательной скважины с отработкой между скважинами 34Р и 54Р. В районе скважины 43Р ряд добывающих скважин изолирован фильтрационной границей от нагнетательной скважины 40Р, в результате в районе

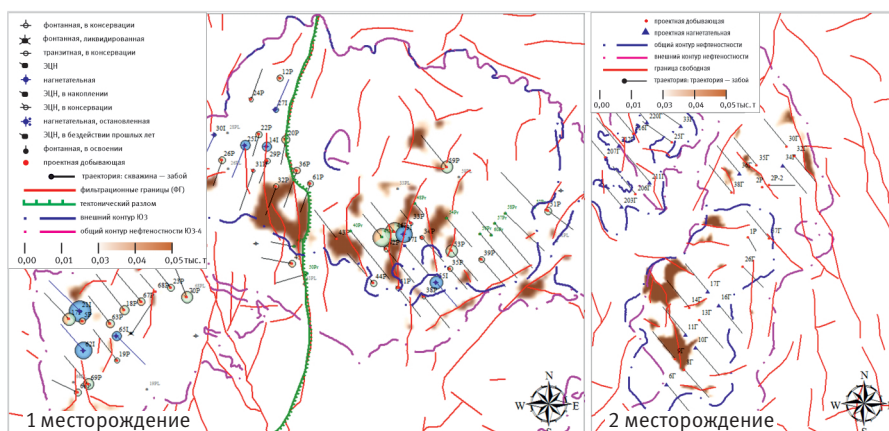


Рис. 8. Карты разниц плотностей подвижных запасов ГДМ без/с фильтрационными границами
Fig. 8. Maps of the difference in the density of mobile stocks of GDM without/with filtration boundaries

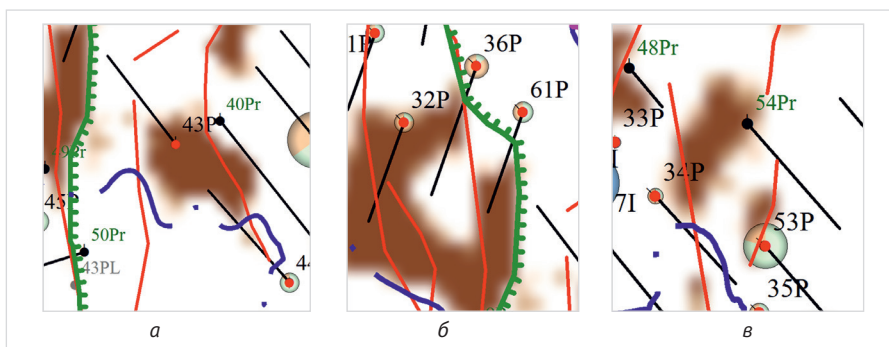


Рис. 9. Увеличенная карта разниц плотностей подвижных запасов ГДМ с фильтрационными границами в зонах невыработанных запасов
Fig. 9. Enlarged map of the difference in the densities of mobile reserves of GDM with filtration boundaries in the zones of unprocessed reserves

скважин на последнюю дату разработки присутствуют остаточные запасы. В связи с этим, для целей формирования системы ППД, рекомендуется два варианта. Вариант № 1: бурение и ввод нагнетательной скважины западнее от стоящей скважины 44Р. Вариант № 2: перевод в ППД скважины 44Р после длительной отработки.

Аналогичная ситуация отмечается на месторождении 2, где наблюдается снижение накопленных показателей нефти и жидкости в среднем на 8 % и на 9,6 % закачки. Данный факт связан с тем, что добывающие скважины в рассматриваемых районах полностью изолированы от нагнетательных скважин фильтрационными границами. С целью минимизации рисков по невыработке запасов в указанных районах рекомендуется в дальнейшем провести гидропрослушивание, чтобы подтвердить или опровергнуть наличие предполагаемых фильтрационных границ, а также определить степень их проницаемости. В случае подтверждения непроницаемых фильтрационных границ необходимо пересмотреть сформированную систему ППД и учесть рекомендации, приведенные ранее.

Поскольку зоны дренирования скважин не изолированы полностью друг от друга, результаты ГДИ малоинформативны для исследования рассматриваемой проблемы. Однако в зонах пересечения предполагаемых фильтрационных границ с фактическими горизонтальными скважинами наблюдается литологическая изменчивость коллектора по стволу скважины, что косвенно указывает

на наличие фильтрационных границ. Прогнозные расчеты по месторождениям 1 и 2 позволили определить потенциальные зоны невыработанных запасов в ГДМ с введенными фильтрационными границами и предложить участки для проведения гидропрослушивания пласта между скважинами, чтобы минимизировать в дальнейшем риски при планировании системы ППД.

Итоги

Применение авторской методики для улучшения прогнозирования фильтрационной модели позволило определить потенциальные зоны невыработанных запасов в ГДМ с введенными фильтрационными границами. Были предложены участки для проведения гидропрослушивания пласта между скважинами в целях минимизации рисков при планировании переводов скважин в ППД.

Выводы

В ходе данной работы установлено, что тектоническое строение рассматриваемого региона не исключает возможность существования фильтрационных границ на месторождениях 1 и 2. Фильтрационные границы существенно не влияют на адаптацию месторождения 1, ввиду реализации фонда горизонтальных скважин с МГРП, однако оказывают влияние на прогнозные показатели месторождений 1 и 2, что влияет на степень выработанности запасов. Ухудшение прогнозных показателей ГДМ с фильтрационными границами подтверждает необходимость в разработке этих месторождений горизонтальными

скважинами. Кроме того, рекомендуется учитывать положение этих границ при разработке сетки проектных скважин, а также проводить гидропрослушивание в межскважинном пространстве в районах с предполагаемыми фильтрационными границами при планировании систем заводнения и ввода новых скважин.

Литература

1. Акимов А.Г., Гусейн-заде А.Ю., Пухарев В.А., Шалыгина Н.В. Опыт использования сейсмических данных при настройке пластового давления в гидродинамической модели // Геология нефти и газа. 2020. № 6. С. 87–96.
2. Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей. М.: Институт компьютерных исследований, 2012. 894 с.
3. Орехов А.Н., Аmani Мангуа Марк М. Информативность геометрических атрибутов для прогнозирования трещиноватости коллекторов на примере месторождения углеводородов Томской области // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2019. Т. 330. № 9. С. 230–238.
4. Роберт Эрлагер мл. Гидродинамические исследования скважин. Москва – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004, 467 с.

ENGLISH

Results

The use of the author's methodology to improve the prediction of the filtration model made it possible to determine potential zones of unprocessed reserves in the GDM with the introduced FG. Sites were proposed for conducting hydraulic monitoring of the formation between wells in order to minimize risks when planning well transfers to the PPD.

Conclusions

In the course of this work, it was found that the tectonic structure of the region under consideration does not exclude the possibility

of the existence of filtration boundaries at fields 1 and 2. Filtration boundaries do not significantly affect the adaptation of field 1, due to the implementation of the fund of horizontal wells with MGRP, but they affect the forecast indicators of fields 1 and 2, which affects the degree of depletion of reserves. The deterioration of the forecast indicators of the GDM with filtration boundaries confirms the need for the development of these fields by horizontal wells. In addition, it is recommended to take into account the position of these boundaries when developing a grid of design wells, as well as to conduct hydraulic monitoring in the interwell space in areas with proposed filtration boundaries when planning flooding systems and commissioning new wells.

References

1. Pukharev V.A., Guseinzade A.YU., Akimov A.G., Shalygina N.V. Experience in using seismic data when setting reservoir pressure in a hydrodynamic model. Oil and Gas Geology, 2020, issue 6, P. 87–96. (In Russ).
2. Kremenetsky M.I., Ipatov A.I., Gulyaev D.N. Information support and technologies for hydrodynamic modeling of oil and gas deposits. Moscow: Institut kompyuternykh issledovaniy, 2012, 894 p. (In Russ).
3. Orekhov A.N., Amani Mangoua Marc M. Informativity of geometric attributes for predicting reservoir fractures on the example of hydrocarbons deposit in Tomsk region. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Engineering of georesources. 2019, Vol. 330, issue 9, P. 230–238. (In Russ).
4. Robert Erlager Jr. Hydrodynamic research of wells. Moscow – Izhevsk: Institut kompyuternykh issledovaniy, 2004, 467 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Пухарев Валерий Александрович, эксперт по сейсморазведке, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: vapukharev@tnnc.rosneft.ru

Гусейн-заде Алекпер Юрий-оглы, руководитель группы, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Ростенко Полина Михайловна, специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Шалыгина Наталья Владимировна, специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Pukharev Valery Aleksandrovich, expert in seismic exploration, "Tyumen oil research center" LLC, Tyumen, Russia.
Corresponding author: vapukharev@tnnc.rosneft.ru

Guseinzade Alekper Yuri-ogly, group leader, "Tyumen oil research center" LLC, Tyumen, Russia

Rostenko Polina Mikhailovna, specialist, "Tyumen oil research center" LLC, Tyumen, Russia

Shalygina Natalia Vladimirovna, specialist, "Tyumen oil research center" LLC, Tyumen, Russia