

УДК 622.276

**ИССЛЕДОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ
ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ШЕЛЬФА ДЛЯ
ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ**

**RESEARCH OF FILTRATION CAPABILITIES OF PRODUCING BED
OF OFFSHORE FIELDS FOR FORECASTING EXTRACTING OIL
RESOURCES**

Кесслер Ю.А., Котенев Ю.А., Кузилов О.И.

**ООО «ЛУКОЙЛ – Калининградморнефть», г. Калининград,
Российская Федерация**

**ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический
университет», г. Уфа, Российская Федерация**

Yu. A. Kessler, Yu. A. Kotenev, O.I. Kuzilov

**Ltd. “LUKOIL – Kaliningradmorneft”, Kaliningrad,
the Russian Federation**

**FSBEI NPE “Ufa State Petroleum Technological University”,
Ufa, the Russian Federation**

e-mail: geokot@inbox.ru

Аннотация. В статье обозначена стратегии освоения морских акваторий Россией. Исследование фильтрационных возможностей пласта при различных фазовых соотношениях, интерференции скважин, изменения фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта и энергетического потенциала залежи является определяющей задачей для корректного прогнозирования уровней добычи нефти и жидкости, которые формируют требования к системам сбора и транспорта продукции. Объектом исследования является Кравцовское нефтяное месторождение, которое относится к категории мелких. Нефтеносный комплекс этого

месторождения сложен терригенными отложениями среднего кембрия. Режим разработки – естественный активный водонапорный режим.

В составе горизонта практически повсеместно выделяются до семи пропластков мелко-среднезернистых песчаников, разделенных прослоями алевролитов и аргиллитов.

Анализ фильтрационных параметров осуществлялся интерпретацией результатов кривых восстановления давления и кривых падения давления (КВД и КПД), которые представлены в полулогарифмических координатах, с применением метода суперпозиции (Хорнера) и МДХ (Миллера, Дайеса, Хетчинсона). Анализ зависимостей КВД и КПД показал что, фильтрационные возможности залежи параллельно и вкрест напластованию, а применительно к объекту исследования определяется проницаемость пласта в области, расположенной между горизонтальным участком ствола скважины и верхней границей пласта, а также горизонтальным участком и нижней границей пласта. В основном, по всем скважинам в направлении верхней границы пласта фильтрационные параметры значительно выше, чем в зоне дренирования под горизонтальным участком ствола скважины на 20-54%, что может свидетельствовать о выработке запасов нефти, в первую очередь, из прикровельной части залежи, с запаздыванием внедрения подошвенной воды и медленным подъёмом ВНК. Подтверждением развития такого сценария служат результаты промыслово-геофизических исследований методом ИННК, выполненные в различные периоды в вертикальной контрольной скважине.

Abstract. In work is described the strategies for the exploration of Russian`s marine areas. The study of the formation of filtration capabilities at different phase relationships, interference wells, changes of reservoir properties, the producing formation and the energy potential of the deposit is determined by the task to correctly predict the levels of oil and liquids that form the requirements for collection and transportation of products. In this case, the object of study is

presented Kravtsovskoye oil field, which belongs to the category of small. Oil-bearing complex of this field is complicated terrigenous deposits of the Middle Cambrian. Power mode - natural active water drive.

As part of the horizon almost universally allocated to seven small-medium-interlayers of sandstones separated by interbedded siltstones and mudstones.

The method for determining the filtration parameters, was to analyze the results of pressure recovery curves and the pressure drop curves, which are presented in semi-logarithmic coordinates, using the method of superposition (Horner) and MDC (Miller Dies, Hatchinson).

Then, an analysis on the fund wells, which identified factors productivity. According to the method of hydrodynamic tests of vertical wells, defined permeability.

Further, dependency analysis pressure recovery curves and the pressure drop curves showed that the filtration capabilities in parallel and transverse to the deposit bedding, and in relation to the object of study is defined permeability in the region located between the horizontal portion of the well bore and the top of the reservoir, as well as the horizontal portion and the lower boundary of the reservoir. Basically all the wells in the direction of the upper boundary layer filtration parameters are significantly higher than in the area beneath the horizontal portion of the drainage hole at 20-54%. This finding may reflect the fact that the development of oil reserves in the first place, will be implemented in prikrovelnoy part of the deposit, with delay implementation of bottom water and the slow rise of OWC.

Confirmation of this scenario are the results of geophysical studies by INNK made at different periods in the vertical monitor well.

Ключевые слова: коллекторские свойства, выработка запасов, месторождения шельфа, мониторинг выработки, метод суперпозиции, метод Хорнера.

Key words: reservoir properties, production supplies, offshore fields, monitoring extracting, superposition method, Horner's method.

Освоение углеводородного потенциала морских акваторий – стратегическое направление экономической деятельности России. Шельф Балтийского моря является одной из перспективных нефтеносных зон России, ввиду большей разведанности ресурсов углеводородов, которая составляет 18%. Суммарные начальные извлекаемые ресурсы нефти оцениваются величиной более 40 млн тонн.

Разработка морских месторождений, по сравнению с разработкой месторождений суши, имеет ряд отличительных особенностей. Выбор системы разработки уже на начальном этапе должен производиться с учетом геологических, технологических, технических и экономических факторов, поскольку в дальнейшем, после начала освоения морских объектов, изменить систему разработки будет практически невозможно. Технологическая и техническая сложность разработки шельфовых месторождений и большие капитальные вложения требуют детальной проработки и четкого обоснования всех аспектов добычи нефти. В этой связи исследования фильтрационных возможностей пласта при различных фазовых соотношениях, интерференции скважин, изменения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) продуктивного пласта и энергетического потенциала залежи является определяющей задачей для корректного прогнозирования уровней добычи нефти и жидкости, которые формируют требования к системам сбора и транспорта продукции[1,2]. Принимая при этом во внимание, что:

- все известные нефтяные месторождения и перспективные структуры шельфа Балтийского моря и сопредельной суши Калининградской области приурочены к среднекембрийским терригенным отложениям, представленным кварцевыми песчаниками с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов;

- разрабатываемые залежи нефти пластовые сводовые (массивные), по всей площади нефтеносности подстилаются подошвенной водой;

- режим работы залежей – естественный, активный водонапорный, с падением пластового давления не более 10-15% от начального, при этом давление насыщения нефти газом на порядок ниже начального пластового давления (коэффициент аномальности пластового давления равен 1,15);

- можно попытаться установить фильтрационные «законы», присущие уже разрабатываемым залежам и распространяющимся, наиболее вероятно, на новые объекты разработки.

Для шельфа Балтики объектом такого изучения является Кравцовское (Д-6) нефтяное месторождение, разрабатываемое с 2004 года.

Кравцовское (Д-6) нефтяное месторождение шельфа Балтийского моря относится к категории мелких. Промышленно-нефтеносным комплексом являются терригенные отложения среднего кембрия, залегающие на глубинах от 2160-2210 м.

Месторождение представлено одним эксплуатационным объектом – залежью нефти в отложениях среднего кембрия, разрабатывающейся на естественном активном водонапорном режиме. На месторождении спроектирована и реализуется система разработки горизонтальными скважинами, размещенными в прикровельной части залежи (рисунок 1).

В составе горизонта практически повсеместно выделяются до семи пропластков мелко-среднезернистых песчаников, разделенных прослоями алевролитов и аргиллитов. Суммарная толщина песчаников в разрезе продуктивного горизонта составляет от 98 до 120 м при высоте залежи 45 м. В условиях сравнительно небольшой площади нефтеносности, составляющей менее 15 млн м², фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллекторов изменяются более, чем в два раза. Причины изменчивости коллекторских свойств пласта в подавляющей части определены геологическими особенностями месторождения, в том числе изменением глинистости разреза с северо-востока на юго-запад и наличием в центральной части залежи тектонического нарушения сбросового типа с амплитудой, достигающей 20 м [3,4,5,6,7].

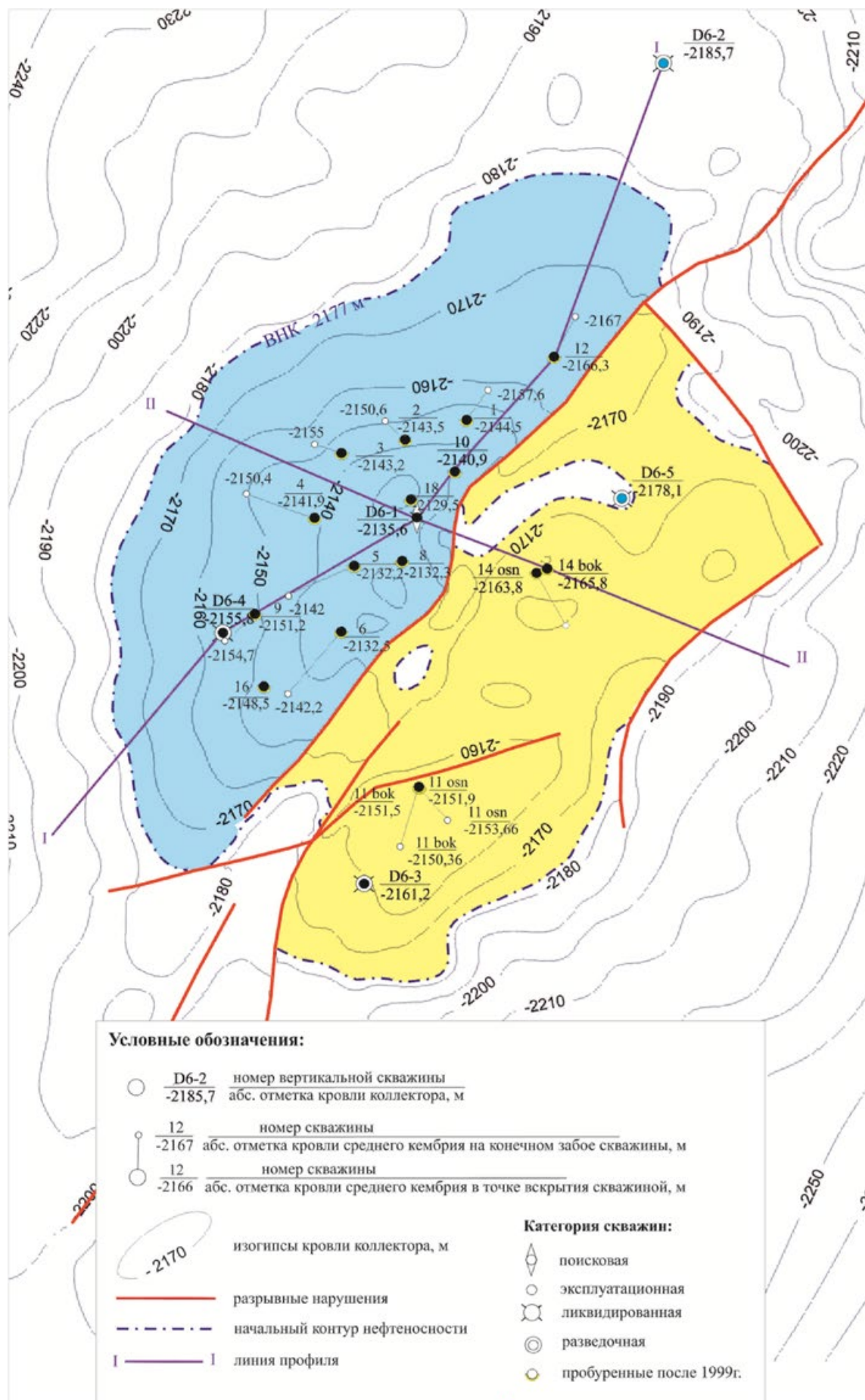


Рисунок 1. Структурная карта по кровле продуктивного горизонта

Следует отметить, что по данным петрофизических исследований керна в скважинах, расположенных в сводовой части структуры, ФЕС коллекторов выше, чем в скважинах, расположенных на крыльях структуры. В целом по месторождению наблюдается ухудшение коллекторских свойств вниз по разрезу.

Разрезы продуктивного горизонта приведены на рисунках 2 и 3.

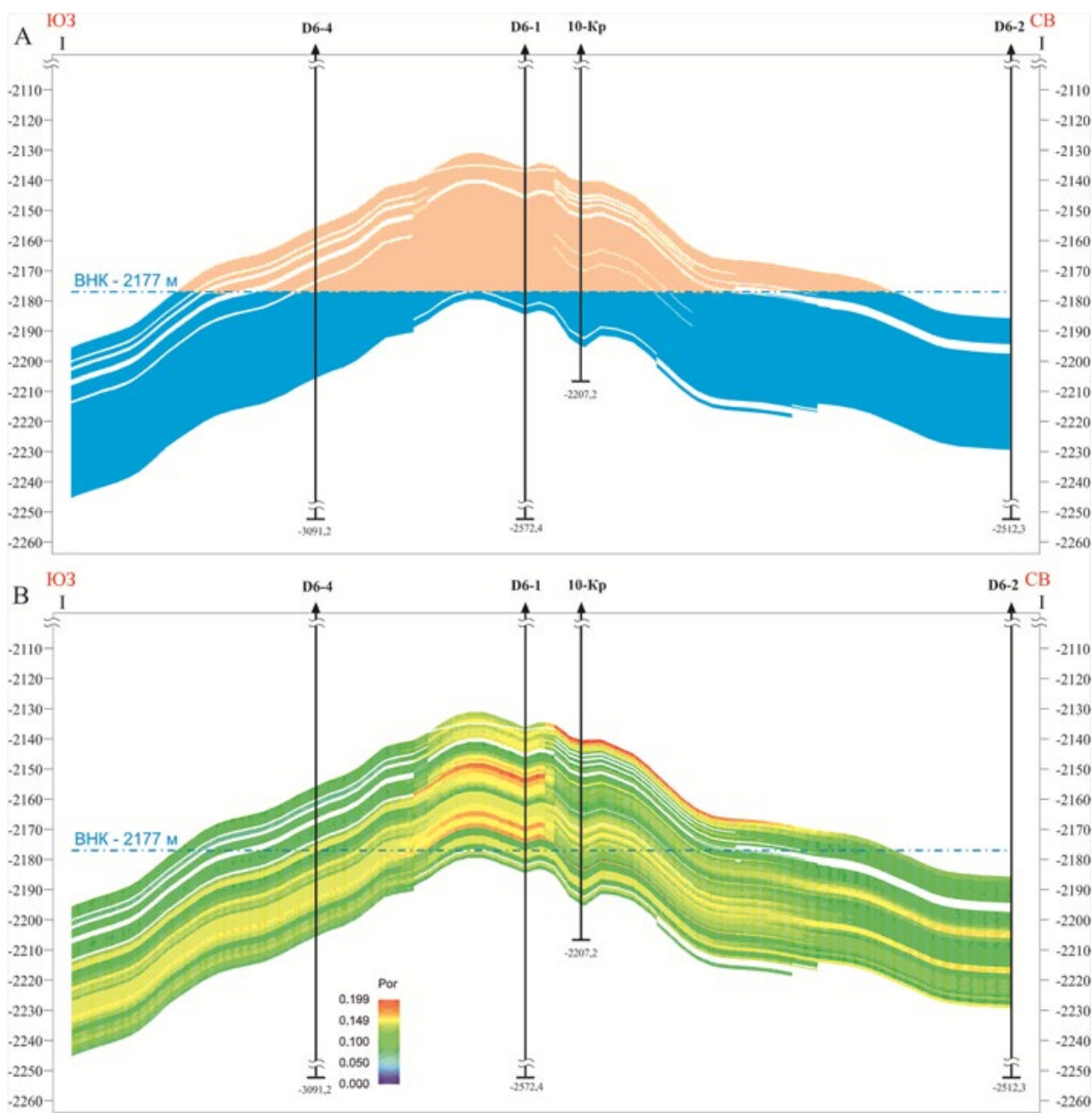


Рисунок 2. Разрез продуктивного горизонта по линии I – I

Фильтрационные параметры исследуемого объекта определялись по результатам обработки кривых восстановления давления и кривых падения давления (КВД-КПД), представленные в полулогарифмических

координатах с применением методов суперпозиции (Хорнера) и МДХ (Миллера, Дайеса, Хетчинсона). Коэффициенты продуктивности по вертикальным скважинам, размещенным в западной части месторождения, изменяются от 6,2 до 141,7 м³/(сут·МПа), составляя в среднем 42,5 м³/(сут·МПа). Продуктивность скважин восточной части в 2,4 раза ниже, изменяется в диапазоне 14,2-26,5 м³/(сут·МПа), составляя в среднем 17,6 м³/(сут·МПа).

Коэффициенты продуктивности по горизонтальным скважинам западной части месторождения изменяются от 128,4 м³/(сут·МПа) до 767,1 м³/(сут·МПа), составляя в среднем 409,6 м³/(сут·МПа). По скважинам восточной части продуктивность изменяется от 32,7 м³/(сут·МПа) до 284,6 м³/(сут·МПа), составляя в среднем 199,1 м³/(сут·МПа), что в 2,1 раза ниже по сравнению с западной частью месторождения. Продуктивность водонасыщенной части пласта-коллектора (34,9 м³/(сут·МПа) практически равна продуктивности нефтенасыщенной (34,7 м³/(сут·МПа), определенной по вертикальным скважинам.

Проницаемость, определенная по данным гидродинамических исследований вертикальных скважин варьирует в западной части месторождения от 0,102 до 0,89 мкм², составляя в среднем 0,388 мкм², в восточной – от 0,15 до 0,348 мкм², составляя в среднем 0,249 мкм². Значения гидропроводности по западной части изменяются от 26 до 737,7 мкм²·см/(мПа·с), составляя в среднем 231,1 мкм²·см/(мПа·с), по восточной – от 81,7 до 110,5 мкм²·см/(мПа·с), составляя в среднем 96,1 мкм²·см/(мПа·с). Пьезопроводность пласта западной и восточной частей месторождения варьирует от 2029 до 13464 и от 2360 до 16755 см²/с, и, в среднем, составляет 6830 и 6898 см²/с соответственно.

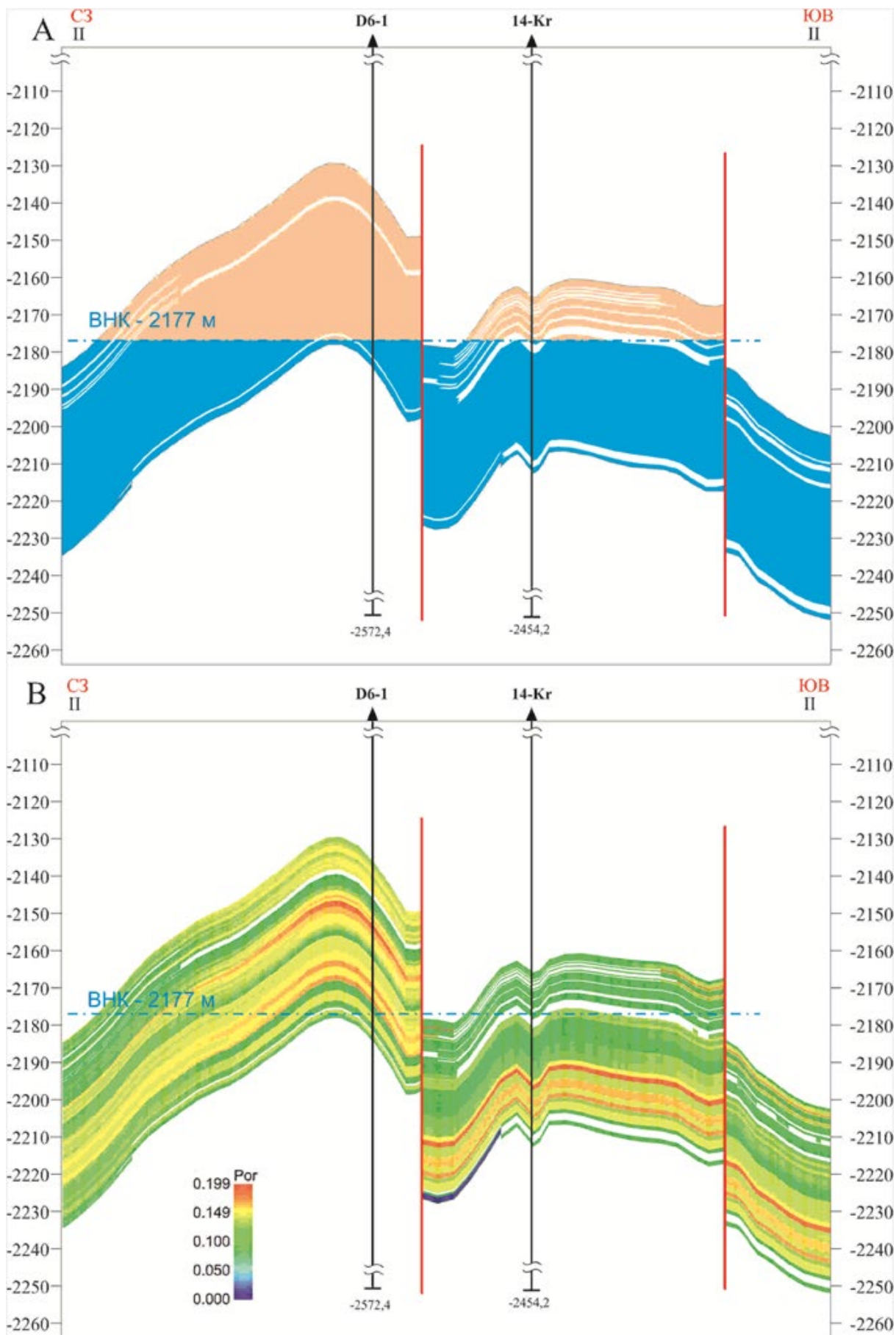


Рисунок 3. Разрез продуктивного горизонта по линии II – II

Проницаемость, определенная по данным гидродинамических исследований (ГДИ) горизонтальных скважин, варьирует в западной части от 0,005 до 0,095 мкм², составляя в среднем 0,026 мкм², восточной – от 0,002 до 0,014 мкм², составляя в среднем 0,008 мкм². Значения гидропроводности по западной части изменяется от 98,2 до 1107,9 мкм²·см/(мПа·с), составляя в среднем 486,4 мкм²·см/(мПа·с), по восточной – от 25,1 до 216,5 мкм²·см/(мПа·с), составляя в среднем 122,2 мкм²·см/(мПа·с). Пьезопроводность пласта западной и восточной частей месторождения варьирует от 130 до 2600 и от 85 до 380 см²/с, и в среднем составляет 707 и 228 см²/с соответственно.

В семи горизонтальных скважинах в процессе эксплуатации проводились повторные комплексные гидродинамические исследования, что позволило оценить фильтрационные свойства пласта и продуктивные характеристики скважин в динамике. На основании чего был получен вывод, что чем выше обводненность добываемой продукции, тем большее снижение коэффициента продуктивности наблюдается. Следует отметить, что результаты исследований горизонтальных скважин, характеризуют фильтрационные свойства пласта в плоскости, перпендикулярной напластованию, вертикальных скважин – в плоскости, параллельной напластованию [6,7].

Графические билогарифмические кривые восстановления давления (КВД) и её производные (рисунок 4) свидетельствуют о наличии двух информативных участков, соответствующих различным периодам режима вертикальной плоско-радиальной фильтрации.

Ранний период радиального течения идентифицируется по начальному горизонтальному участку на билогарифмической кривой производной давления и характеризует область пласта, расположенную перпендикулярно плоскости напластования в направлении верхней (ближней) границы пласта (рисунок 5).

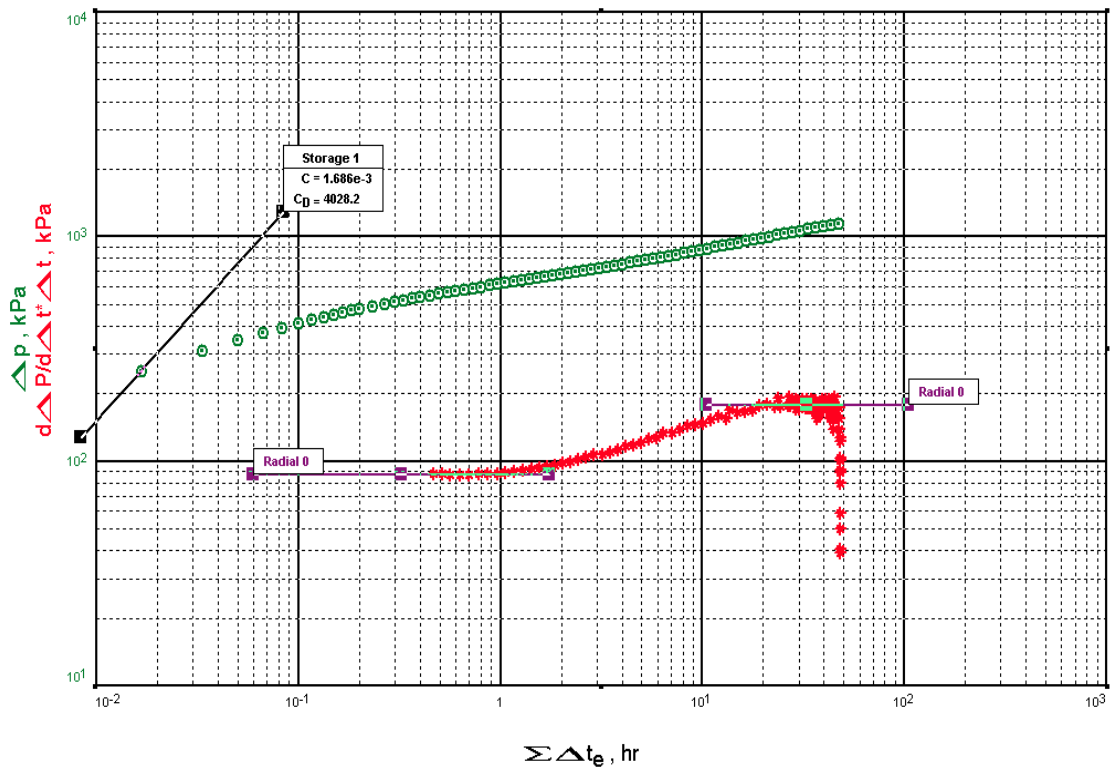


Рисунок 4. Диагностический билогарифмический график КВД

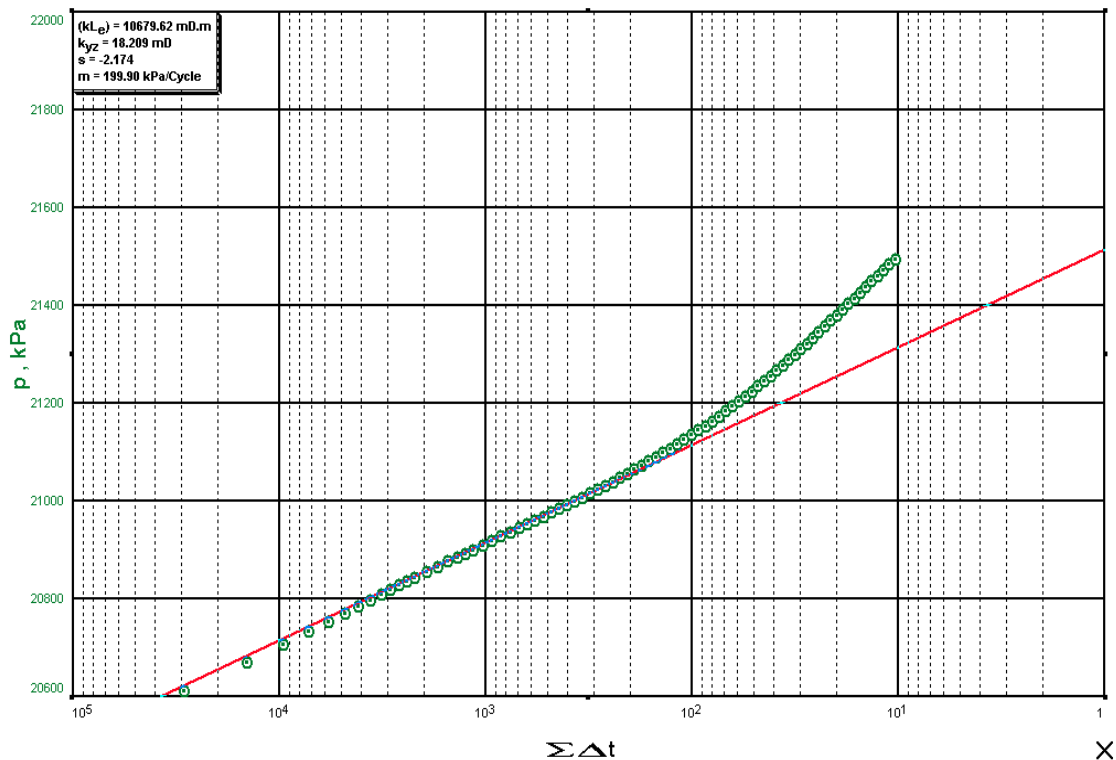


Рисунок 5. График обработки КВД методом суперпозиции (ранний плоско-радиальный вертикальный фильтрационный поток)

Поздний период радиального (или полураддиального) течения в вертикальной плоскости наступает после окончания влияния

непроницаемой кровли пласта и идентифицируется на диагностическом графике производной КВД вторым горизонтальным участком (рисунок 6).

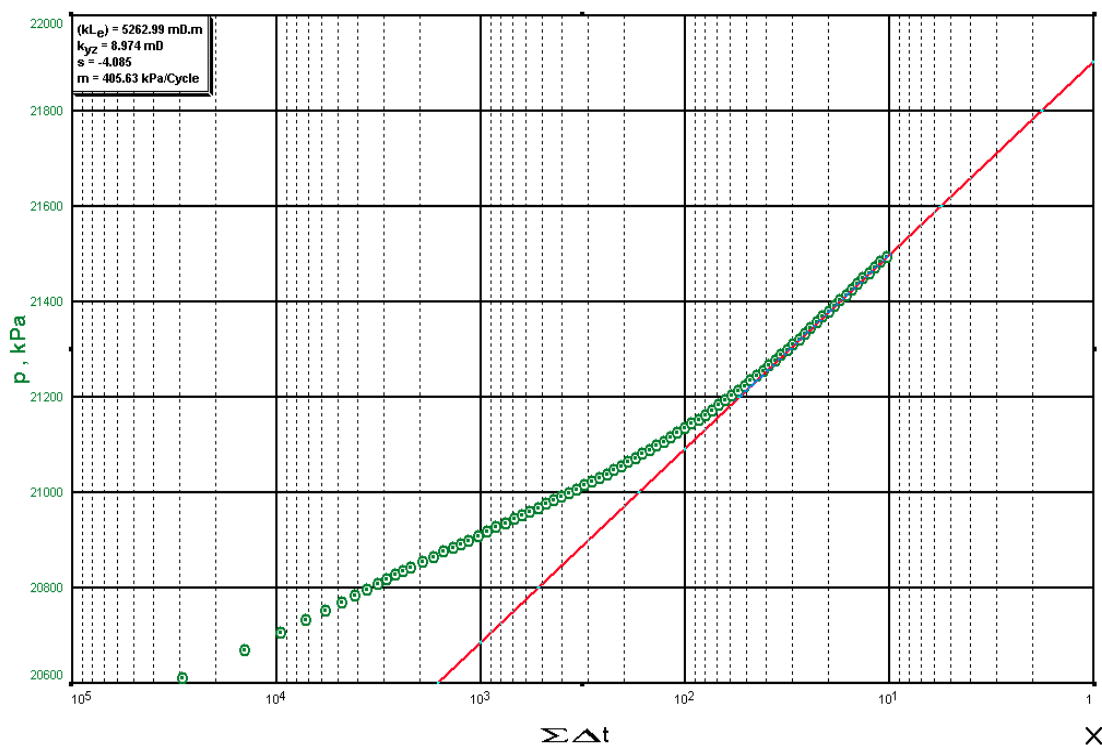


Рисунок 6. График обработки КВД методом суперпозиции (поздний плоско-радиальный вертикальный фильтрационный поток)

Влияние открытой водонапорной пластовой системы на графике производной КВД проявляется конечным ниспадающим криволинейным участком (рисунок 4). По этой причине периода промежуточной линейной фильтрации вдоль плоскости напластования, который должен отражаться на билогарифмическом графике производной давления нарастающим прямолинейным участком с угловым коэффициентом, равным плюс 1/2, на исследуемых графиках скважин не наблюдается.

Билогарифмический график производной изменения забойного давления во времени, по которому диагностируется развитие нескольких типов фильтрационных потоков в пласте, выполненный для вертикальной скважины 10, представлен на рисунке 7.

После окончания влияния «послеприточного эффекта» появляется прямолинейный участок кривой производной забойного давления с

нулевым углом уклона (рисунок 8). Он характеризует плоско-радиальную фильтрацию по вскрытой бурением части пласта (7,8 м).

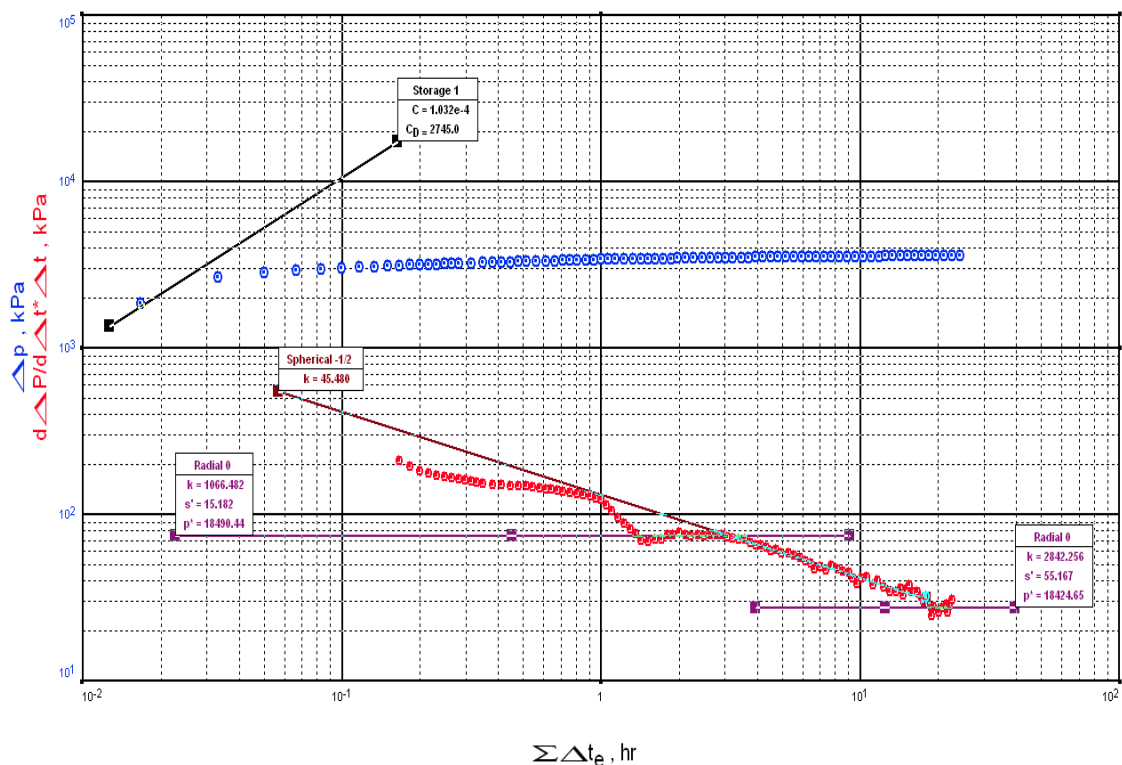


Рисунок 7. Диагностический билогарифмический график КВД скважины 10

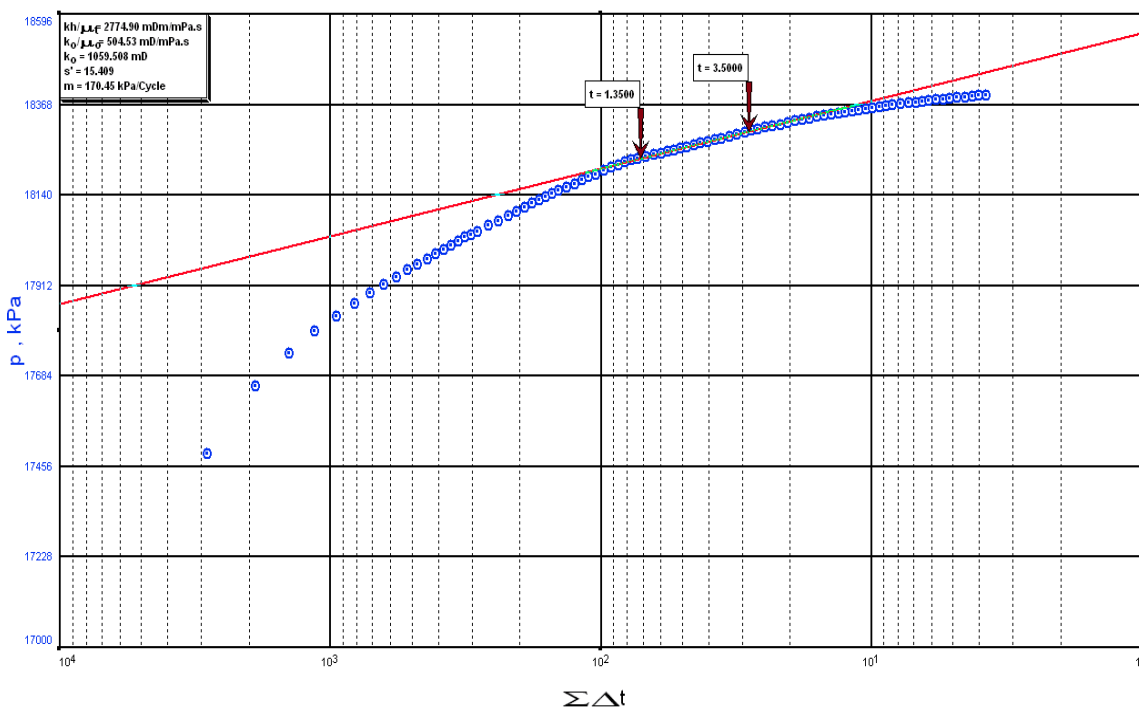


Рисунок 8. График обработки КВД скважины 10 методом суперпозиции (плоско-радиальный фильтрационный поток по вскрытой части пласта)

Продолжительность этого участка приблизительно составляет 70 мин. Далее развивается период сферического фильтрационного потока, который на графике производной КВД отражается прямолинейным участком с углом уклона, равным минус 0,5. Данный период нестационарной фильтрации характеризует параметры пласта в вертикальной плоскости. После закрытия скважины на восстановление давления на кривой производной давления диагностируется второй участок с нулевым углом уклона, который характеризует плоскорадиальную фильтрацию по всему пласту (рисунок 9).

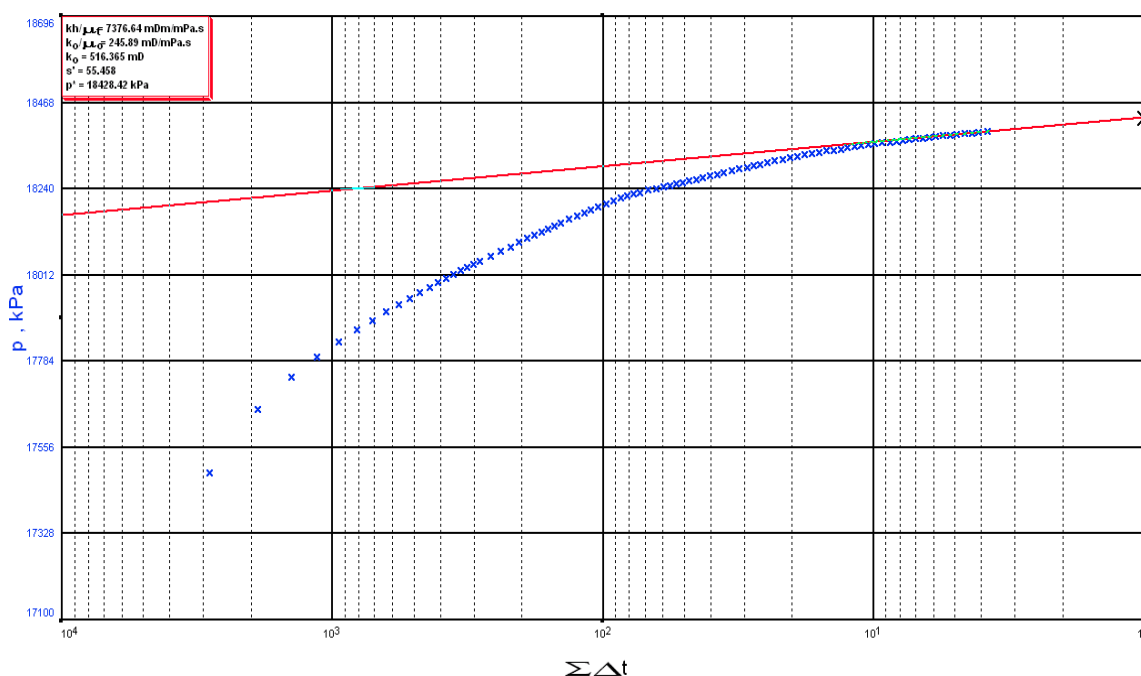


Рисунок 9. График обработки КВД скважины 10 методом суперпозиции (плоско-радиальный фильтрационный поток по пласту в целом)

Проницаемость зоны дренирования, определенная полулогарифмическим методом, равна $0,516 \text{ мкм}^2$; проницаемость вкрест напластованию составила $0,045 \text{ мкм}^2$ (коэффициент анизотропии равен 3,4). По горизонтальным скважинам 5, 8 и 18 на диагностическом билогарифмическом графике КВД выделен информативный асимптотический участок, характерный для неустановившейся линейной фильтрации, которая имеет место на заключительной стадии восстановления давления. На билогарифмическом графике производной

давления этот период отражается прямолинейным участком с угловым коэффициентом 0,5. Этот участок характеризует проницаемость коллектора в плоскости, параллельной напластованию.

Таким образом, в результате интерпретации и обработки КВД и КВД изучены фильтрационные возможности залежи параллельно и вкрест напластованию, а применительно к объекту исследования определяется проницаемость пласта в области, расположенной между горизонтальным участком ствола скважины и верхней границей пласта, а также горизонтальным участком и нижней границей пласта. В основном, по всем скважинам в направлении верхней границы пласта фильтрационные параметры значительно выше, чем в зоне дренирования под горизонтальным участком ствола скважины на 20-54%. Исключение составляет скважина 8, в которой проницаемость коллектора в направлении кровли пласта на 32% ниже, чем в направлении подошвы пласта, что обусловлено пространственным положением ствола этой скважины.

Данный вывод может свидетельствовать о том, что выработка запасов нефти, в первую очередь, будет осуществляться в прикровельной части залежи, с запаздыванием внедрения подошвенной воды и медленным подъёмом ВНК. С большой долей вероятности возможен вариант, когда действующие горизонтальные скважины будут дренировать только «промытую» краевой водой прикровельную часть залежи, при этом зону между горизонтальным стволом и начальным ВНК можно будет характеризовать как застойную.

Подтверждением развития такого сценария служат результаты промыслово-геофизических исследований методом ИННК, выполненные в различные периоды в вертикальной скважине 10, являющейся в настоящий момент контрольной (рисунок 10).

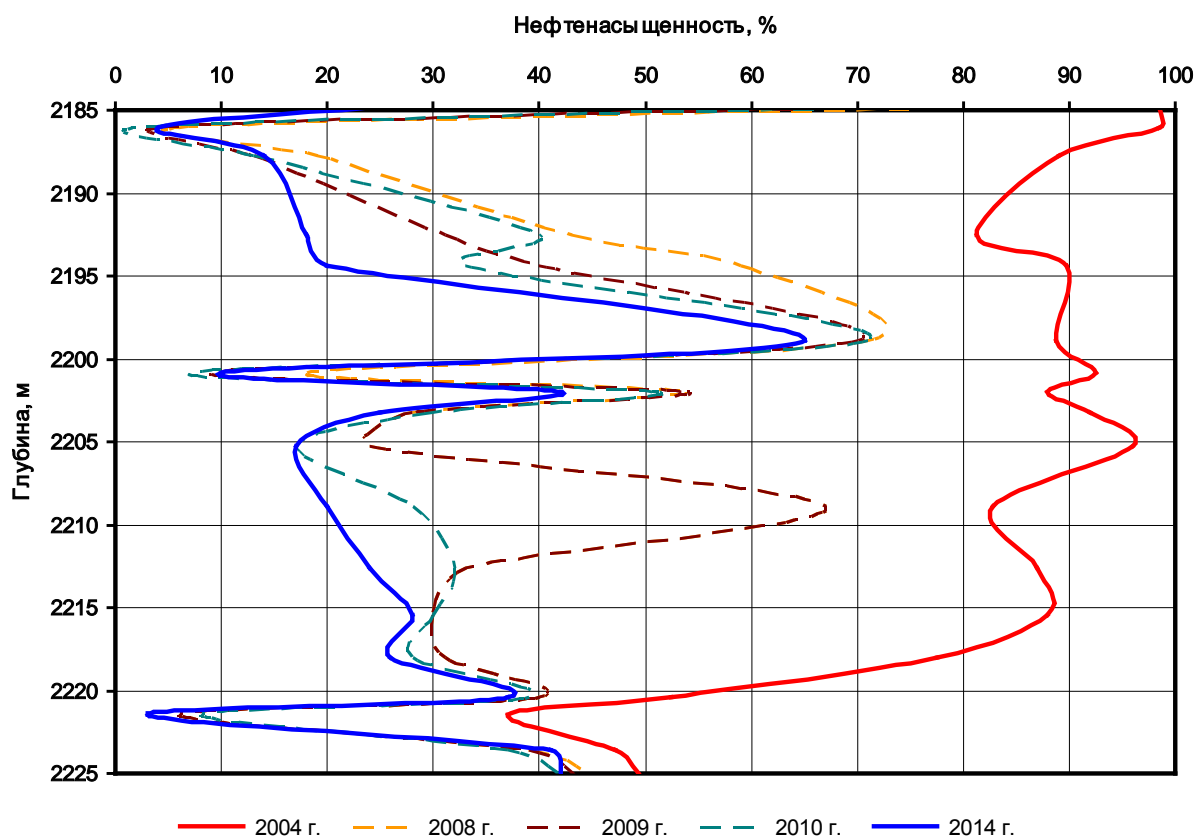


Рисунок 10. Изменение насыщенности по разрезу скважины 10

Выводы

Резюмируя, следует отметить, что для равномерной выработки запасов нефти необходим регулярный мониторинг уровней добычи существующих объектов разработки с применением численных моделей фильтрации флюидов в геолого-физических условиях каждого конкретного объекта; применительно к новым объектам это условие является необходимым и обязательным по мере разбуривания залежи.

Список используемых источников

1 Кесслер Ю.А., Котенёв Ю.А. Проблемы и перспективы разработки нефтяных месторождений шельфа Балтийского моря// Инновационные технологии в нефтегазовом комплексе: материалы Международ. науч.-практ. конф. г.Уфа, 23-29 ноября 2014г. Уфа: РИЦ БашГУ, 2014. Ч 2. С. 79-80.

2 Кесслер, Ю.А., Десятков В.М., Кузилов О.И. Основные направления повышения эффективности нефтедобычи на месторождениях Калининградской области // Анализ итогов внедрения методов повышения нефтеотдачи пластов, интенсификации добычи нефти и ремонта скважин в ОАО «ЛУКОЙЛ» за 2005 год: материалы совещания (М., 6-7 апр. 2006). М.: ЗАО «Мосиздэтивест», 2006. С.84-94.

3 Кесслер, Ю.А. Кузилов О.И., Десятков В.М. Особенности геологического строения и освоения углеводородного потенциала шельфа Балтийского моря на примере Кравцовского (Д6) нефтяного месторождения// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений . 2013. № 3. С.44-50.

4 Отмас А.А., Чегесов В.К., Арутюнов В.А. Структура осадочного чехла и история тектонического развития региона// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2006. № 8. С.4-12.

5 Десятков В.М., Отмас А.А., Сирык С.И. Нефтегазоносность Калининградского региона // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений . 2006. № 8. С. 24-29.

6 Исследование нефтеотдачи по промысловым данным /Кесслер Ю. А. [и др.] // Нефтепромысловое дело. 2013. № 1. С. 15-16.

7 Десятков В. М., Кузилов О.И. Освоение УВ-потенциала шельфа Балтийского моря на примере Кравцовского (Д6) нефтяного месторождения // Проблемы изучения и освоения сырьевой базы нефти и газа Северо-Западного региона России: сб. материалов /междунар. науч.-практ. конф. СПб.: ВНИГРИ, 2007. С. 108-117.

References

1 Kessler Yu.A., Kotenyov Yu.A. Problemy i perspektivy razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy shelfa Baltiyskogo morya// Innovatsionnyie tehnologii v neftegazovom komplekse: materialy Mezhdunarod. nauch.-prakt. konf. g.Ufa, 23-29 noyabrya 2014g. Ufa: RITs BashGU, 2014. Ch 2. S.79-80. [in Russian].

2 Kessler, Yu.A., Desyatkov V.M., Kuzilov O.I. Osnovnyie napravleniya povysheniya effektivnosti neftedobyichi na mestorozhdeniyah Kaliningradskoy oblasti // Analiz itogov vnedreniya metodov povysheniya nefteotdachi plastov, intensivatsii dobyichi nefti i remonta skvazhin v OAO «LUKOYL» za 2005 god: Materialy soveshaniya, Moskva, 6-7 aprelya 2006 g. M.: ZAO «Mosizdatinvest», 2006. S.84-94. [in Russian].

3 Kessler, Yu.A. Kuzilov O.I., Desyatkov V.M. Osobennosti geologicheskogo stroeniya i osvoeniya uglevodorodnogo potentsiala shelfa Baltiyskogo morya na primere Kravtsovskogo (D6) neftyanogo mestorozhdeniya// NTZh Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy . 2013. № 3. S.44-50. [in Russian].

4 Otmas A.A., Chegesov V.K., Arutyunov V.A. Struktura osadochnogo chehla i istoriya tektonicheskogo razvitiya regiona// NTZh Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. 2006. № 8. S.4-12. [in Russian].

5 Desyatkov V.M., Otmas A.A., Siryik S.I. Neftegazonosnost Kaliningradskogo regiona // NTZh Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy . 2006. № 8. S. 24-29. [in Russian].

6 Issledovanie nefteotdachi po promyslovym dannym /Kessler Yu. A. [i dr.] // Neftepromyslovoe delo. 2013. № 1. S. 15-16. [in Russian].

7 Desyatkov V. M., Kuzilov O.I. Osvoenie UV-potentsiala shelfa Baltiyskogo morya na primere Kravtsovskogo (D6) neftyanogo mestorozhdeniya // Problemy izucheniya i osvoeniya syirevoy bazyi nefti i gaza Severo-Zapadnogo regiona Rossii: sb. materialov Mezhdunar. nauchn.-prakt. konf. SPb.: VNIGRI, 2007. S. 108-117. [in Russian].

Сведения об авторах

About the authors

Кесслер Ю. А., Генеральный директор ООО «ЛУКОЙЛ – Калининградморнефть», г. Калининград, Российская Федерация

Yu. A. Kessler, Director General Ltd. “LUKOIL – Kaliningradmorneft”, Kaliningrad, the Russian Federation

e-mail: ok203203@yandex.ru

Котенев Ю. А., зав. кафедрой «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений» ФГБОУ ВПО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Yu. A. Kotenev, Head of the Chair “Geology and Exploration of Oil and Gas Fields” FSBEI NPE “Ufa State Petroleum Technological University”, Ufa, the Russian Federation

e-mail: geokot@inbox.ru

Кузилов О. И., главный геолог ООО «ЛУКОЙЛ – Калининградморнефть», г. Калининград, Российская Федерация

O.I. Kuzilov, Chief Geologist Ltd. “LUKOIL – Kaliningradmorneft”, Kaliningrad, the Russian Federation

e-mail: ok203203@yandex.ru