

Анализ результатов исследований пластовыми испытателями на кабеле в условиях сложнопостроенных карбонатных коллекторов

Айгильдин А.Л.¹, Аминова Г.Р.¹, Зубик А.О.¹, Кучурина О.Е.²

¹ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия, ²ООО «Башнефть-Полюс», Уфа, Россия
aygildinal@bnipi.rosneft.ru

Аннотация

Качество исследований пластоиспытателями на кабеле напрямую зависит от герметичной изоляции изучаемого интервала от остального объема скважины. При изучении трещиноватых коллекторов существует риск получить некондиционные замеры прижимным зондом, что связано как с неоднородной структурой пустотного пространства, так и с разрушением стенок ствола скважины при вскрытии бурением. В рамках работы проанализированы результаты исследований пластовыми испытателями на кабеле в сложнопостроенном карбонатном разрезе 15 поисково-разведочных скважин.

Материалы и методы

Применение компоновки ОПК/ГДК с двойным пакером с более надежной изоляцией интервала и увеличением интервала исследования для изучения сложнопостроенных карбонатных коллекторов будет эффективнее.

Ключевые слова

опробователь пластов на кабеле, гидродинамические исследования на кабеле, сложнопостроенный карбонатный коллектор, трещиноватость, кавернозность

Для цитирования

Айгильдин А.Л., Аминова Г.Р., Зубик А.О., Кучурина О.Е. Анализ результатов исследований пластовыми испытателями на кабеле в условиях сложнопостроенных карбонатных коллекторов // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 4. С. 33–37. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-4-33-37

Поступила в редакцию: 30.05.2022

GEOPHYSICS

UDC 550.832 | Original Paper

Analysis of the results of studies by reservoir testers on a cable in the conditions of complex carbonate reservoirs

Aygildin A.L.¹, Amineva G.R.¹, Zubik A.O.¹, Kuchurina O.E.²

¹“RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia; ²“Bashneft-Polus” LLC, Ufa, Russia
aygildinal@bnipi.rosneft.ru

Abstract

The quality of the studies by the reservoir tester directly depends on the hermetic isolation of the studied interval from the rest of the well volume. During researching fractured reservoirs, there is a risk of obtaining substandard measurements with a single-probe module, which is associated both with the heterogeneous structure of the void space and with the destruction of the walls of the borehole during drilling.

Materials and methods

Using of the WFT/HL with a double packer with more reliable interval isolation and an increase interval of researching will be more effective.

Keywords

wireline formation tester, wireline hydrodynamic research, hydrodynamic logging, complex carbonate reservoir, fracturing, cavern porosity, vugginess

For citation

Aygildin A.L., Amineva G.R., Zubik A.O., Kuchurina O.E. Analysis of the results of studies by reservoir testers on a cable in the conditions of complex carbonate reservoirs. Exposition Oil Gas, 2022, issue 4, P. 33–37. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-4-33-37

Received: 30.05.2022

Введение

В дочерних обществах ПАО «НК «Роснефть» при геолого-разведочных работах в скважинах помимо стандартных геофизических исследований скважин (ГИС) в комплекс активно включаются высокотехнологичные специальные методы, среди которых следует отметить опробования пластовыми испытателями на кабеле (ОПК) и гидродинамические исследования на кабеле (ГДК). На текущий момент на рынке геофизических услуг эти исследования являются одними из наиболее дорогостоящих методов коротажа, что ограничивает их массовое

использование. Высокая стоимость данных исследований определяется не только сложностью оборудования, но и достаточно низкой конкуренцией среди сервисных геофизических компаний. Из представленной на рынке аппаратуры ОПК/ГДК для открытого ствола наиболее заметны модульные пластоиспытатели RCI (Reservoir Characterization Instrument) и MDT (Modular Formation Dynamics Tester). Данные приборы позволяют проводить гидродинамические исследования и отбор проб как с использованием двойного пакера, так и прижимным зондом. К основным ограничениям метода относятся

диаметр скважины, который не должен превышать возможностей надувных элементов (пакеров), и неровности стенок скважины, которые не позволяют герметично установить прижимной зонд [1, 5].

Применение результатов ОПК/ГДК в карбонатных коллекторах

Как отмечают разработчики аппаратуры [1], приборы ОПК/ГДК позволяют в режиме реального времени при исследованиях в открытом стволе получить данные о пластовом давлении, распределении его по разрезу, определить характер насыщения и оценить

фильтрационные свойства пласта. Современные компоновки испытателей пластов на кабеле оснащены группой комплексных анализаторов, позволяющих в режиме реального времени контролировать основные свойства и состав флюида (газовый фактор, углеводородный состав, давление, температура, УЭС, плотность и др.), откачиваемого из пласта [1].

При бурении поисково-разведочных скважин в условиях слабой геологической изученности недропользователь по результатам ОПК/ГДК в первую очередь ожидает получить информацию о фильтрационных свойствах вскрытого разреза и о характере насыщенности коллекторов для оперативного выбора объектов под испытания в эксплуатационной колонне [3, 5]. Если задача выделения коллекторов так или иначе решается по комплексу ГИС в открытом стволе, то однозначно оценить характер насыщения в условиях сложнопостроенных карбонатных коллекторов не всегда удается. В трещинно-каверново-поровом коллекторе на величину сопротивления по данным электрометрии помимо насыщающего флюида оказывает влияние также структура пустотного пространства и характер связанности поровых каналов между собой [4]. Кроме того, наличие в коллекторе высокопротяженных каналов может приводить к образованию глубоких зон проникновения — в таких случаях даже при низких сопротивлениях, интерпретируемых по ГИС как вода, возможны притоки нефти. Для примера, на рисунке 1 в скв. № 3 при сопротивлениях до 4–7 Ом*м наблюдаются притоки нефти, в то время как в скв. № 1 при УЭС более 9 Ом*м — притоки воды без признаков углеводородов (УВ). При отсутствии результатов испытаний корректная интерпретация таких интервалов только по данным ГИС не возможна. В сложнопостроенных карбонатах может отмечаться и обратный эффект — когда поровые каналы изолированы друг от друга либо плохо связаны между собой, тогда водонасыщенная порода из-за высоких сопротивлений может быть проинтерпретирована как «нефть».

Объект исследования

Объектом для анализа и изучения в работе стали карбонатные отложения по 15 поисково-разведочным скважинам, четыре из которых приурочены к Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП) — отложения средне-нижнекарбонového и верхнедевонского возраста, и 11 скважин к Тимано-Печорской НГП — отложения верхне-нижнедевонского и верхнесилурийского возраста. Рассматриваемые отложения Волго-Уральского региона представлены преимущественно известняками, вторичная пустотность коллекторов приурочена в большей степени к каверновой и мелкотрещиноватой составляющей. Для трещинно-каверново-поровых доломитов и известняков Тимано-Печорской НГП, осложненных влиянием активных тектонических процессов, сопровождавшихся вторичными преобразованиями карбонатов, пустотность связана с более крупными кавернами и трещинами [2, 4]. Эффективные толщины по продуктивным объектам варьируют в широком диапазоне от 2 до 30 м.

Программа исследования в большинстве случаев предполагала заявку на 50 «точек» испытаний прижимным зондом и 12 интервалов двойным пакером с отбором 12 глубинных проб пластового флюида. На каждый целевой объект закладывались по два исследования двойным пакером. Фактический объем исследований в большинстве случаев отличался от заявленного как в большую, так и в меньшую сторону. Расхождения в объеме исследований связаны с количеством выделенных перспективных интервалов по результатам интерпретации данных ГИС в условиях вскрытия разреза конкретной скважины.

Так как длительность программы испытаний ОПК/ГДК глубоких поисково-разведочных скважин (более 4 км) может достигать 7–10 дней, то необходимо добиваться минимизации рисков испытания неудачных интервалов, что может решаться привлечением результатов специальных методов ГИС, таких как ядерно-магнитный каротаж (для

выделения интервалов с присутствием свободного флюида и оценки его фильтрационных свойств) и электрические имиджеры (для понимания развития зон трещиноватости и кавернозности).

Исследования пластоиспытателями на кабеле в условиях рассматриваемых отложений, как правило, проводились в два этапа:

- на первом этапе в перспективных интервалах прижимным зондом оценивались подвижность флюида и пластовое давление;
 - на втором этапе компоновкой с двойным пакером исследовались наиболее значимые для оценки характера насыщенности и отбора глубинных проб интервалы, выбранные по результатам исследований прижимным зондом. Решение об отборе пробы принималось при достижении стабильной степени очистки пластового флюида от фильтрата бурового раствора по показаниям датчиков состава притока.
- Выбранные по комплексу геолого-геологической информации интервалы под исследования ОПК/ГДК ранжировались по степени геологического интереса и ожидаемой успешности. Так, например, для уточнения характера насыщенности продуктивного объекта с неоднозначной характеристикой по ГИС к исследованию планировались два интервала по глубине. И если нижний интервал оказывался продуктивным, то верхний исключался из программы исследований, а освободившийся пробоотборник переходил к менее приоритетному.

Сложности применения ОПК/ГДК

Основной проблемой при выборе интервалов для испытаний карбонатных коллекторов стало низкое качество состояния стенок ствола скважины. Когда коллектор характеризуется развитой вторичной пустотностью с наличием крупных трещин и каверн, при вскрытии бурением породы ведут себя неустойчиво и характеризуются увеличением диаметра ствола скважины. В отложениях, сопровождающихся тектоническими

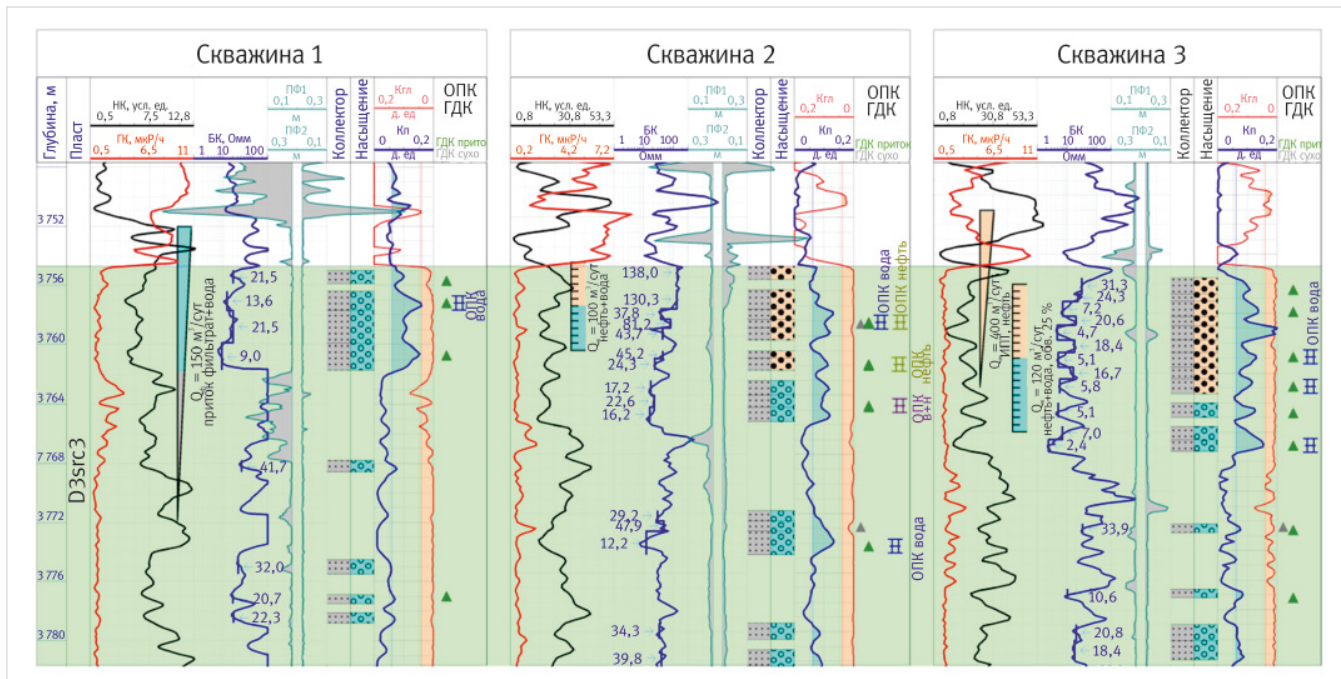


Рис. 1. Фрагмент планшетов с сопоставлениями УЭС с результатами испытаний пласта D3src3 на примере скважин Тимано-Печорской НГП

Fig. 1. A fragment of tablets with comparisons of the resistivity with the test results of the D3src3 formation on the example of wells of the Timan-Pechora OGP

разрывными нарушениями, дополнительный эффект накладывает образование техногенных трещин в направлении параллельном максимальному горизонтальному напряжению и вывалов — в перпендикулярном.

Ухудшение качества ствола скважины, во-первых, ограничивает количество интервалов возможных для выбора под испытанием ОПК/ГДК, а во-вторых, даже в случае принятия решения об испытании объекта остается вероятность проведения неуспешного исследования. Так, из 600 интервалов в 11 скважинах Тимано-Печорской НГП, испытанных прижимным зондом, 45 % — приурочены к коллекторам, 20 % — к неколлекторам, около 5 % — недовосстановившиеся замеры из-за низких фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов, а оставшиеся 30 % замеров — некондиционные, вследствие потери герметичного контакта прибора с горной породой. В отложениях овинпармского горизонта нижнего девона, с ярко-выраженным трещино-каверново-поровым типом коллектора, процент некачественных замеров прижимным зондом достигает 50 %.

По 4 скважинам Волго-Уральской НГП отмечается несколько другая статистика. Из 73 исследованных интервалов третья часть подтвердила коллекторские свойства, в 62 % случаев испытаны низкопроницаемые или непроницаемые интервалы, и чуть менее 5 % замеров оказались некондиционными из-за отсутствия герметизации. Более высокий процент успешных «герметичных» замеров, помимо лучшего состояния стенок ствола скважины, можно объяснить и менее сложными геолого-технологическими условиями проведения исследований. В интервале

изучаемых отложений Волго-Уральского региона пластовое давление определяется в диапазоне 80–160 атм, температура составляет 20–35 °С, в то время как для Тимано-Печорского региона рассматриваемые параметры достигают 250–450 атм и 60–95 °С.

Применение компоновки с двойным пакером демонстрирует более высокую эффективность испытаний — на примере рассматриваемых скважин процент некондиционных замеров составил не более 5 %:

- во-первых, увеличивается площадь контакта прибора с коллектором: при расстоянии между пакерами в 1 м — площадь контакта составляет около 6 800 см² (для сравнения для прижимного зонда не более 13 см²), как следствие, повышается эффективность исследования зон с развитой трещиноватостью и крупной кавернозностью. При исследовании подобных интервалов прижимным зондом существуют риски потери герметизации или попадания в маломощный низкопроницаемый уплотненный прослой;
- во-вторых, эффективность исследований определяется и более критичным подходом к выбору интервалов для испытаний как со стороны недропользователя, так и подрядчика — необходимо добиваться минимизации следующих рисков: 1) возникновения аварийных ситуаций вследствие возможного прихвата оборудования; 2) раннего износа пакеров, ведущего к увеличению количества негерметичных замеров и временным потерям на незапланированные спуско-подъемные операции для замены оборудования.

Анализ результатов исследований ОПК/ГДК

На примере рассмотренных скважин и продуктивных отложений периоды прокачки флюида из пласта до появления первых признаков углеводородов существенно отличаются и лежат в большом диапазоне значений от 40–60 минут до 5–7 часов. Фильтрационно-емкостная неоднородность и различные глубины зон проникновения исследуемых объектов не позволяют спрогнозировать оптимальное время для исследований. Как правило, в большинстве случаев прослеживается обратный тренд времени появления первых признаков УВ от подвижности флюида (подвижность k/μ определяется отношением показателя проницаемости k к вязкости

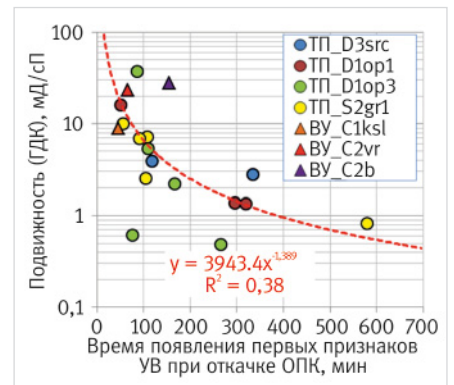


Рис. 2. Кросс-плот сопоставления времени появления первых признаков УВ при откачке ОПК и подвижности флюида
Fig. 2. Cross-plot comparison of the time of the appearance of the first signs of hydrocarbons during pumping of the WFT and fluid mobility

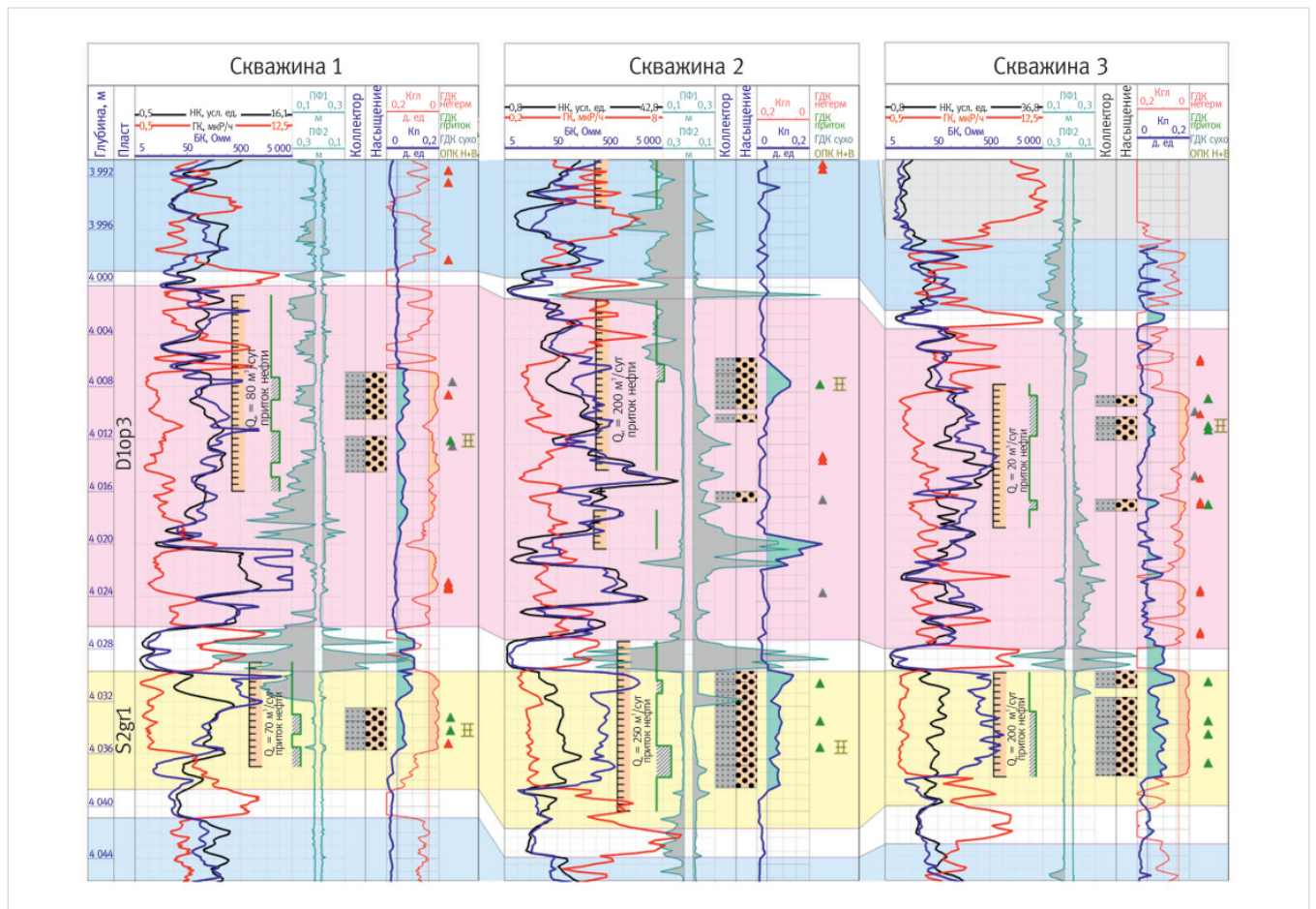


Рис. 3. Фрагмент планшетов в интервале отложений пластов D10p3 и S2gr1 на примере скважин Тимано-Печорской НГП
Fig. 3. A fragment of tablets in the interval of deposits of the D10p3 and S2gr1 formations on the example of wells of the Timan-Pechora OGP

флюида μ). Чем ниже фильтрационные свойства коллектора и ниже подвижность по ГДК, соответственно, меньше скорость откачки жидкости из пласта — тем позже можно ожидать получение флюида (рис. 2).

Необходимо взвешенно подходить к определению времени проведения исследований и, при отсутствии технических рисков, желательнее добиваться максимальной очистки прокачиваемой жидкости от фильтра бурового раствора до стабильного притока пластового флюида, даже если на это затрачивается до 6 часов и более. В противном случае появляются ситуации, когда на исследования было затрачено 3–4 часа, а понимание о насыщении коллектора так и не получено. Например, на рисунке 1, в скв. № 3 в верхней водонасыщенной точке в результате прокачки 260 л жидкости в течение 5 часов получить приток УВ так и не удалось. Но при этом в скв. № 2 в том же пласте при аналогичных коллекторских свойствах и подвижности (около 2,5 мД/сП) в верхней точке с притоком нефти для получения первых признаков УВ понадобилось чуть меньше 6 часов. Здесь стоит отметить, что указанные скважины вскрыли зоны водонефтяных контактов, что значительно осложнило корректность определения характера насыщения по ОПК/ГДК.

При вскрытии коллектора в чисто нефтяной зоне при условии подвижности по ГДК более 1–2 мД/сП с большой долей вероятности первые признаки углеводородов в притоке можно ожидать в течение 100–200 мин. На рисунке 3 в качестве примера приведены фрагменты планшетов по трем скважинам, в которых по результатам ОПК в интервале пластов D1op3 и S2gr1 получены притоки нефти либо нефти с водой. Дальнейшие испытания данных объектов в эксплуатационной колонне подтвердили их промышленную продуктивность.

Компоновкой с двойным пакером в интервале карбонатных отложений испытано около 120 интервалов на месторождениях Тимано-Печорского региона (17 % — с притоком нефти или нефти с водой, 46 % — с притоком воды, 30 % — низкопроницаемые или непроницаемые прослои и около 7 % некондиционных замеров) и 16 интервалов

в скважинах Волго-Уральского региона (25 % — с притоком нефти, 75 % — без признаков УВ). При дальнейших испытаниях в колонне интервалов, исследованных ОПК/ГДК, промышленная продуктивность подтвердилась в 90 % случаев для Тимано-Печорского региона и в 100 % для Волго-Уральского. Недостигающие 10 % (2 объекта) для Тимано-Печоры признаны неуспешными по причине низких коллекторских свойств пласта (пористость коллектора на уровне граничного значения — около 4–5 %), при испытании в колонне данных объектов получены непромышленные притоки (менее 0,5 м³/сут).

Одним из преимуществ исследований пластовыми испытателями является получение глубинных РВП проб флюида из пласта, отобранных в пластовых условиях. По результатам лабораторных исследований проб пластовых флюидов установлено, что объема заполненной камеры пробоотборника емкостью в 430 мл (при условии обводненности менее 5 %) достаточно для проведения РВП-исследований по расширенному комплексу (с проведением дифференциального или ступенчатого разгазирования), при котором определяются все необходимые подсчетные параметры нефти, необходимые для работ по подсчету запасов. В случае обводненности пробы более 5 %, провести полный комплекс исследований с дифференциальным разгазированием, вероятнее всего, не получится.

Стоит отметить, что испытание даже водонасыщенного коллектора двухпакерной установкой с отбором пробы пластового флюида позволяет получить ценную информацию о свойствах пластовой воды (температура, сопротивление, пластовые давления, минерализация), необходимую в дальнейшем при подсчете запасов и оценке коэффициентов нефтенасыщенности.

Результаты ОПК/ГДК позволяют с достаточной точностью оценить пластовые давления (Рпл) изучаемых пластов: сопоставление Рпл по ГДК с результатами оценки Рпл по данным испытателей пластов на трубах в открытом стволе (ИПТ) демонстрирует хорошую сходимость данных (рис. 4).

Если говорить об оценке добычных характеристик пласта в карбонатных

отложениях, то по данным ОПК/ГДК прогноз маловероятен. Во-первых, это определяется разномасштабностью объектов исследования — по ОПК/ГДК исследуется интервал с хорошим состоянием ствола скважины толщиной 1 м, реально же в колонне будет работать интервал большей мощности, поэтому сравнивать эти результаты в условиях неоднородного карбонатного коллектора не корректно. Во-вторых, обработка при-скважинной зоны после вскрытия коллектора перфорацией (соляно-кислотная обработка, гидроразрыв пласта и прочие воздействия) неминуемо приведет к изменению фильтрационных свойств коллектора, что будет отличаться от условий проведения ОПК/ГДК. Если сравнивать подвижность по ОПК/ГДК с притоком по ИПТ в открытом стволе, то можно отметить некоторый тренд зависимости (рис. 5а), при сравнении же с дебитом при освоении в эксплуатационной колонне закономерность отсутствует (рис. 5б).

Итоги

Несмотря на небольшой объем статистической информации, исследования ОПК/ГДК хорошо себя зарекомендовали при изучении сложнопостроенных карбонатных отложений. Результаты исследований позволяют получить сведения о характере насыщенности коллектора и его фильтрационных свойствах, которые используются при оперативном принятии решений по выбору объектов для испытания в колонне, а также могут использоваться при доразведке и доизучении слабоизученных пластов и выделении пропущенных объектов [3, 5].

Выводы

Сложное пустотное пространство карбонатного коллектора, обусловленное высокой степенью его неоднородности, а также разрушения стенок ствола скважины определили ряд особенностей применения результатов ОПК/ГДК:

- для минимизации негерметичного контакта прибора с горной породой и повышения качества исследований карбонатных коллекторов, характеризующихся развитой вторичной пустотностью и сопровождающихся разрушением стенок ствола

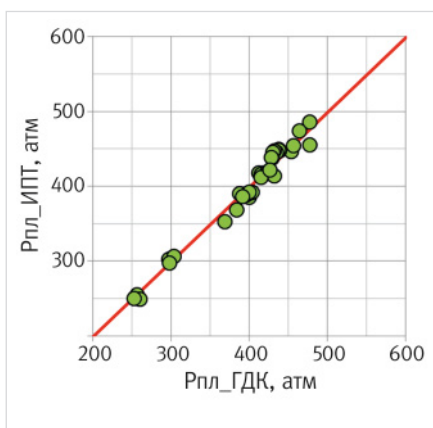


Рис. 4. Кросс-плот сопоставления пластовых давлений по данным испытателей пластов на трубах в открытом стволе с данными ОПК/ГДК для отложений Тимано-Печорской НГП
Fig. 4. Cross-plot comparison of reservoir pressures according to the data of reservoir testers on pipes in an open trunk with the data of the WFT/HL for deposits of the Timan-Pechora OGP

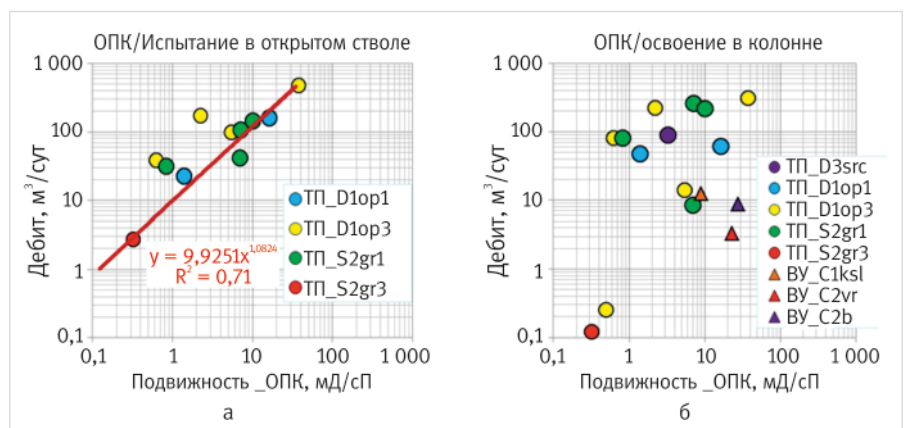


Рис. 5. Кросс-плоты сопоставления подвижности по результатам ОПК/ГДК с дебитами по результатам испытания в открытом стволе на трубах — а и в колонне — б
Fig. 5. Cross-plots of mobility comparison based on the results of the WFT/HL with the debits based on the results of the testing of a well in an open bore — а and in the column — б

скважины, рекомендуется применение компоновки с двойным пакером;

- при оценке характера насыщенности трещинно-каверново-поровых коллекторов глубокие зоны проникновения могут значительно увеличивать время очистки пластового флюида от фильтрата бурового раствора при прокачке, чем снижают информативность исследования и повышают риск недоосвоения объекта. Поэтому приток, характеризующийся по данным ОПК как углеводороды с высокой степенью обводненности (вплоть до 80–95 %), не будет свидетельствовать об отсутствии промышленной перспективы коллектора. При наличии в составе притока по ОПК даже незначительного количества нефти можно предполагать продуктивность коллектора. Так, до 90 % испытанных интервалов с притоком нефти (или нефти с водой) по ОПК в дальнейшем подтвердили промышленную нефтеносность при испытаниях в эксплуатационной колонне. Из основных «минусов», которые можно

выделить при изучении пластов пластоиспытателями на кабеле, отметим:

- высокую стоимость исследований, что в основном определяется низкой конкуренцией на рынке;
- высокую продолжительность исследований, особенно при изучении коллекторов с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами.

Литература

1. Каталог услуг ГИС и ПВР. Schlumberger. 2015. С. 149–153.
2. Шуматбаев К.Д., Кучурина Е.К., Шишлова Л.М. Комплексное изучение структуры пустотного пространства карбонатных отложений на примере месторождения им. Р. Требса // Нефтяное хозяйство. 2014. № 6. С. 91–93.
3. Кучурина О.Е., Федоров А.И., Зиаетдинов А.З., Бакиев И.Р., Шуматбаев К.Д. Опыт проведения гидродинамического каротажа модульным пластоиспытателем

на месторождениях им. Р. Требса и им. А. Титова // Нефтяное хозяйство. 2016. № 3. С. 58–60.

4. Шуматбаев К.Д., Гайнуллина Е.К., Малышева А.Е., Кучурина О.Е., Емельянов Д.Е. Петрофизическая основа интерпретации сложнопостроенных коллекторов нижнего девона и верхнего силура на месторождении им. Р. Требса // Нефтяное хозяйство. 2015. № 5. С. 44–46.
5. Кучурина О.Е., Назаргалин Э.Р., Кузнецов А.С., Зиаетдинов А.З., Шуматбаев К.Д., Айгильдин А.Л. Уточнение геологического строения месторождений им. Р. Требса и им. А. Титова по результатам проведения гидродинамического каротажа // Сборник трудов I научно-практической конференции «Новые подходы в решении проблем разработки карбонатных коллекторов», 1–2 августа 2019 г. Ижевск: РПФ Макрос, 2019. С. 37–40.

ENGLISH

Results

Despite the small amount of statistical information, the studies of the WFT/HL have proven themselves well in the study of complex carbonate deposits. The research results allow us to obtain information about the nature of reservoir saturation and its filtration properties, which are used in operational decision-making on the selection of objects for testing in the column, and can also be used for additional exploration and additional study of poorly studied formations and the identification of missed objects [3, 5].

Conclusions

The complex void space of the carbonate reservoir, due to its high degree of heterogeneity, as well as the destruction of the walls of the borehole, determined a number of features of the application of the results of the WFT/HL:

- in order to minimize the leaky contact of the device with the rock and improve the quality of studies of carbonate reservoirs characterized by developed secondary voidness and accompanied by the destruction of the walls of the borehole, it is recommended to use a layout with a double packer;

References

1. Wireline Services Catalog. Schlumberger, 2015, P. 149–153. (In Russ).
2. Shumatbaev K.D., Kuchurina O.E., Shishlova L.M. Integrated analysis of void space in carbonates by the example of R. Trebs oil field. Oil Industry, 2014, issue 6, P. 91–93. (In Russ).
3. Kuchurina O.E., Fedorov A.I., Ziayetdinov A.Z., Bakiev I.R., Shumatbaev K.D. Formation testers and

production logging: a case study from R. Trebs and A. Titov oil fields. Oil Industry, 2016, issue 3, P. 58–60. (In Russ).

4. Shumatbaev K.D., Gainullina E.K., Malysheva A.E., Kuchurina O.E., Emeljanov D.E. Petrophysical framework for interpretation of lower devonian and upper silurian heterogeneous carbonate reservoirs: a case study from R. Trebs oil field. Oil Industry, 2015, issue 5, P. 44–46. (In Russ).

5. Kuchurina O.E., Nazargalin E.R., Kuznetsov A.S., Ziayetdinov A.Z., Shumatbaev K.D., Aygildin A.L. Clarification of the geological structure of the R. Trebs and A. Titov deposits based on the results of hydrodynamic logging. Proceedings of the First Scientific and Practical Conference «New approaches to solving the problems of the development of carbonate reservoirs» 1–2 August 2019. Izhevsk: RPF Makros, 2019, P. 37–40. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Айгильдин Артур Леонидович, руководитель сектора геологического моделирования, ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа, Россия
Для контактов: aygildinal@bnipi.rosneft.ru

Аmineva Гульназ Ризаевна, начальник отдела петрофизического обеспечения, ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа, Россия

Зубик Антон Олегович, начальник управления по геологии и подсчету запасов, ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа, Россия

Кучурина Ольга Евгеньевна, главный специалист отдела геологоразведочных работ, ресурсной базы и аудита запасов, ООО «Башнефть-Полюс», Уфа, Россия

Aygildin Artur Leonidovich, head of the geological modeling sector, “RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: aygildinal@bnipi.rosneft.ru

Amineva Gulnaz Rizaevna, head of petrophysical support department, “RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia

Zubik Anton Olegovich, head of the department of geology and reserves calculation, “RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia

Kuchurina Olga Evgenievna, chief specialist of the department of geological exploration, resource base and inventory audit, “Bashneft-Polyus” LLC, Ufa, Russia