между ОГ C_2 (кровля березовской свиты) и ОГ C_3(кровля нижней подсвиты березовской свиты) наблюдается прямо противоположная ситуация: временные толщины в трещинных зонах минимальны, а следовательно выше кровли сенона они являются непроводящими.

Проанализировав имеющиеся данные, можно прийти к следующим выводам:

- отложения сенона являются перспективным поисковым объектом на обширных территориях северной части Западной Сибири;
- на Медвежьем месторождении в пределах выделяемых разрывных зон ожидается распространение коллекторов сенона с повышенными ФЕС и наличием трещинной проницаемости;
- эксплуатационные скважины для получения максимальных дебитов следует размещать в зонах пересечения соседних разнонаправленных трещин.

Список литературы

1. Стригоцкий С. В., Масленников В. В. О газопроявлениях при бурении скважин на Медвежьем месторождении // Бурение газовых и газоконденсатных скважин: Сб. ВНИИЭгазпрома. – М., 1974. – Вып. 4. – С. 8-12.
2. Кулахметов Н. Х., Мишульский М. И. Часельская свита (верхний коньяк-кампан)// Труды ЗапСибНИГНИ. – Тюмень, 1977 – Вып. 121.
3. Бакуев О. В. Перспективы нефтегазоносности березовской свиты на территории ХМАО и сопредельных районов // Вестник недропользователя ХМАО. – Ханты-Мансийск: СУР ХМАО. – 2002. – № 11 – С. 30-37.
4. Polygonal faults-furrows system related to early stages of compaction – upper Miocene to recent sediments of the Lower Congo Basin / Gay A., Lopez M., Cochonat P., Sermondadaz G //Basin Research – 2004.–Vol. 16, № 7. – P. 101-116.
5. Sone H. Mechanical properties of shale gas reservoir rocks and its relation to the in-situ stress variation observed in shale reservoirs: a dissertation submitted to the committee on graduate studies of Stanford university in partial fulfillment of the requirements for the degree of doctor of philosophy. Stanforduniversity. March 2012
6. Бакуев О. В., Беспалова С. Н. Оценка влияния разломов на геологические особенности залежей и продуктивность коллекторов газовых месторождений Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1995. − № 7. − С.16-21.

Сведения об авторе

Пережогин Александр Сергеевич, *аспирант, Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 89224850924, e-mail: hedinsiy@gmail.com*

Perezhogin A. S. *postgraduate of Tyumen State Oil and Gas University, phone: 892224850924, e-mail:hedinsiy@gmail.com*

УДК 553.98

ЦЕОЛИТЫ НИЖНЕМЕЛОВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ МЕССОЯХСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

ZEOLITIES OF LOWER CRETACEOUS RESERVOIR MESSOYAKHA GROUP FIELDS (WESTERN SIBERIA)

А. В. Поднебесных, Е. А. Жуковская, В. П. Овчинников

A. V. Podnebesnykh, E. A. Zhukovskaya, V. P. Ovchinnikov

ООО «Газпромнефть НТЦ», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

Ключевые слова: ***цеолиты, ломонтит, тип коллектора, петрофизический анализ,***

Key words: ***zeolites, laumontite, reservoir type, petrophysical analysis, formation electric resistivity***

Одним из главных направлений повышения качества проектирования, управления и контроля разработки углеводородов (УВ) является выявление и описание всех геологических процессов, оказывающих влияние на качество и количество запасов углеводородов. Эти процессы могут стать факторами как со знаком «плюс», так и со знаком «минус». Одним из отрицательных факторов может вы-

ступать процесс цеолитизации. Этот процесс способен оказывать прямое влияние на динамику выработки остаточных запасов нефти и газа, выбор различных вариантов размещения эксплуатационных и нагнетательных скважин, прогноз добычи углеводородного сырья, планирование геолого-технологических мероприятий по повышению уровня добычи, определение наиболее рациональных вариантов разработки продуктивных горизонтов.

Следует отметить, что выявление такого процесса, как цеолитизация, зависит от большого количества факторов, но главным из них является качество и количество отобранного кернового материала. Особенности процесса цеолитизации рассмотрены на примере Восточно-Мессояхского месторождения.

Опробование продуктивных пластов $БУ_{12\text{-}13}$ Восточно-Мессояхского месторождения, относящихся к суходудинской свите, показало, что процесс цеолитизации оказывает прямое воздействие на прогнозирование типа флюида и диктует необходимость прогноза таких зон с максимальной достоверностью для снижения геологических неопределенностей и выработки обоснованной стратегии разработки и управления резервуаром.

В современной геологической литературе достаточно широко описаны процессы формирования цеолитов. Считается, что они приурочены к тектонически активным зонам в океанах, где, в соответствии с конвекционной моделью Е. Бонатти — И. Тота, происходит проникновение морской воды в разогретые породы базальтового ряда элементов в процессе ионно-обменных реакций флюидных растворов с породой [1, 2]. Цеолитизация, являясь вторичным процессом изменения осадочных терригенных горных пород, может быть распределена неравномерно как по вертикали, так и по латерали пласта.

Известно, что система «вода — порода» является равновесно-неравновесной, то есть она неравновесна преимущественно к первичным минералам, образовавшимся на стадии формирования породы, но почти всегда равновесна с вторичными минералами, образованными на стадии постседиментационного преобразования осадочной породы. Система «вода — порода» в своем развитии проходит несколько этапов, на каждом из которых формируется свой набор характерных вторичных минералов [3]. На формирование цеолитов определенное влияние оказывают и эпигенетические (наложенные) изменения продуктивных пластов. Эти изменения заключаются в формировании вторичных гидротермальных ассоциаций и сопровождаются дегидратацией ряда породообразующих минералов с возможным разуплотнением пород. В некоторых случаях авторы [4, 5] описывают появление вдоль разломов и крупных трещин обрамления, сложенного переработанными минеральными ассоциациями с проницаемостью до десяти миллидарси. А. Д. Коробов и др. [1] установили пространственную разобщенность проявления цеолитизации и карбонизации при разгрузке гидротермальных растворов. Ближе к зоне разломов развит цеолит, на удалении с падением парциального давления углекислого газа — кальцит. Такие преобразования являются относительно высокотемпературными, протекают при температуре раствора около 300 ^{0}С и в древних осадочных толщах прослеживаются на больших глубинах, будучи приуроченными к триасовым вулканогенно-осадочным отложениям прогибов и рифтовых зон (например, Колтогоро-Уренгойский грабен-рифт) [6]. В результате исследования керна ряда скважин Восточно-Мессояхского месторождения был выявлен нетипичный для осадочных терригенных отложений Западной Сибири цемент. В нижнемеловом интервале здесь наряду с традиционными минералами — каолинитом, гидрослюдой, хлоритом, кальцитом — в его составе отмечаются цеолиты (рис. 1). Породы с таким цементом по своим петрофизическим свойствам существенно отличаются от таковых с глинистым или карбонатным типом цемента.

По вещественному составу изучаемые породы относятся к собственно аркозам — характерно преобладание полевых шпатов над кварцем и относительно малое содержание обломков горных пород.

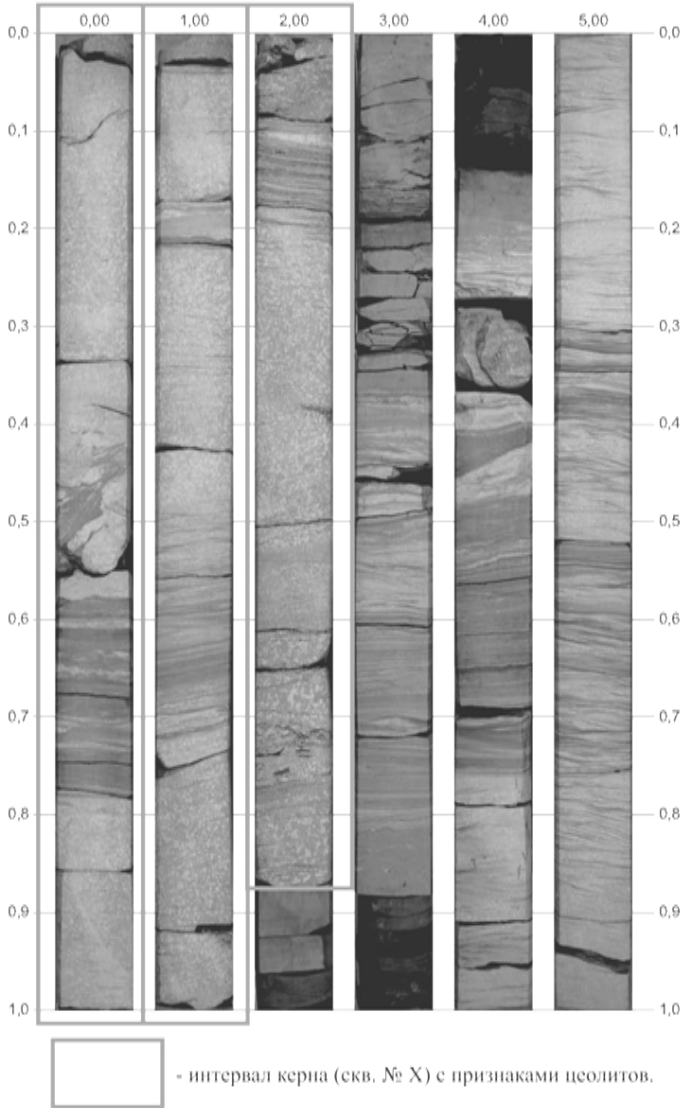

Рис. 1. ***Фотография распиленного керна с признаками цеолитизации, Восточно-Мессояхское месторождение***

Стадиальный анализ аутигенного минералообразования показал, что одними из первых образовались регенерационный кварц и каолинит, более поздней по времени образования можно считать гидрослюду, однако структурные взаимоотношения между ними окончательно не ясны.

Затем происходило формирование хлорита (нередко крустификационного), который часто окаймляет обломки кварца. Далее кристаллизовались цеолиты, заполняющие пространство между зернами с уже существующими пленками хлорита. Самым поздним минералом является кальцит, образующий поровый и иногда базальный тип цементации. Цеолиты и кальцит генетически связаны, так как оба минерала образуются в щелочных условиях среды, но кальцит имеет более широкие физико-химические пределы минералообразования. В отличие от многих природных цеолитов ломонтит проявляется почти исключительно в виде кальциевой

разновидности (леонгадит) Ca4(H2O)n[Al8Si16O48]. Впервые он был описан Ферсманом в 1909 г. [7].

Ломонтит образует агрегаты из призматических кристаллов с совершенной спайностью и хорошо выраженной ступенчатой отдельностью кристаллических агрегатов. Цеолит выполняет роль порового и пойкилитового цемента в песчанике средне-мелкозернистом алевритовом (рис. 2).

Рис. 2. ***Песчаник средне-мелкозернистый, полимиктовый, однородный, с глинистым и цеолитовым цементом.*** *Фотоснимок в поляризованном свете. Восточно-Мессояхское месторождение. Пласт* $БУ_{13}^{1}$

Предварительно можно сделать вывод, что перечисленные вторичные минералы выстраиваются в следующий ряд: регенерационный кварц — каолинит (и гидрослюда) — хлорит — цеолиты — кальцит. Каолинит образуется в кислой среде, хлорит — в нейтральной или слабо щелочной, цеолит и кальцит — в щелочной. Из этого следует, что химизм водной среды в процессе диа- и катагенеза изменялся от кислотной к щелочной. Довольно резкая смена химизма может быть связана с высокой скоростью прохождения гидротермальных растворов по высокопроницаемым зонам, претерпевшим сильное тектоническое воздействие.

Наличие только одного типа цеолитов рядом авторов объясняется преобразованием всех минеральных видов цеолитов в ломонтит под воздействием температуры, давления, pH, химизма среды и др. [4, 8].

Для Восточно-Мессояхского месторождения установлена связь кристаллизации цеолитов с гранулометрическим составом и пористостью песчано-алевритовых пород. В песчаниках средне-мелкозернистых содержание цеолитов достигает 13 % от площади шлифа, при этом количество пор составляет до 17 %. С уменьшением размера обломочных зерен уменьшается количество пор и цеолитов.

Для одного из нефтяных месторождений Уренгойского свода (А) зависимость пористости от состава обломочной части отсутствует (рис. 3). Пористость в породах с цеолитами не превышает 10 %, в безцеолитных разностях пористость возрастает до 14 %. Кристаллизация цеолитов также связана и с содержанием глинистых минералов (каолинита, гидрослюды). В песчаниках, где их содержится незначительное количество, количество цеолитов относительно большое, а в алевролитах с содержанием глинистых минералов до 10 % цеолиты отсутствуют. Цеолиты замещают более плотные полевые шпаты или глинистые (гидрослюдисто-каолинитовые) участки.

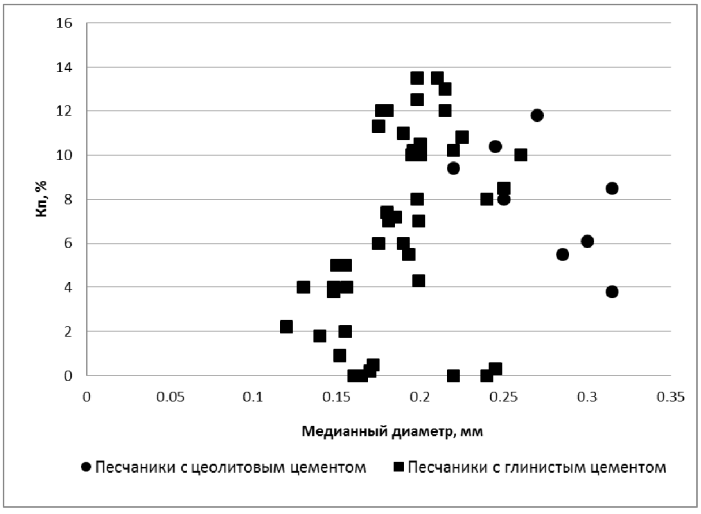

Рис. 3. ***Зависимость пористости от зернистости песчаных пород-коллекторов Восточно-Мессояхского месторождения, пласт БУ$_{12}$***

Результаты исследований фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) показали, что при насыщении цеолитизированных пород минерализованной водой полученные значения пористости по воде более высокие, чем по керосину. Чем выше содержание цеолитов, тем больше разность между пористостью (Кп) по воде и по керосину (рис. 4).

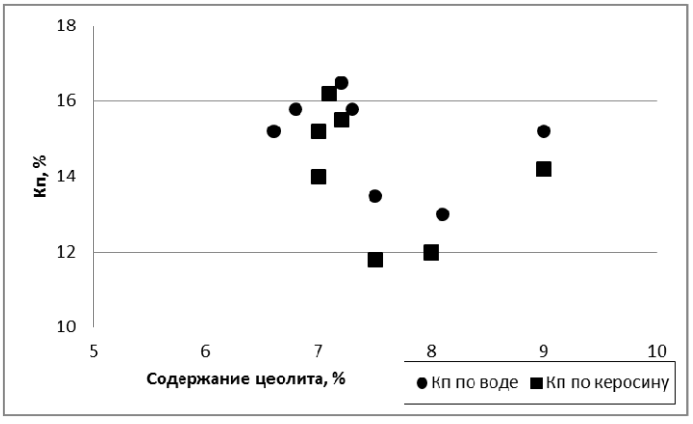

Рис. 4. ***Зависимость пористости от содержания цеолитов на Восточно-Мессояхском месторождении для пласта БУ$_{12}$.***

В ходе исследований установлено, что в целом участки развития цеолитизации характеризуются пониженным значением пористости в среднем на 2,5 % в сравнении с ниже- и вышезалегающими породами.

Петрофизическая типизация коллекторов проводилась на основании данных исследования керна, результатов испытаний пластов и геофизических исследований в скважинах. Выделение коллекторов в скважинах с ломонтитом осуществлялось по прямым качественным признакам: уменьшение диаметра скважины в интервалах коллекторов вследствие образования глинистых корок, превышение показаний микропотенциал-зонда над показаниями микроградиент-зонда, наличие

радиального градиента сопротивления, фиксируемого по 3-слойным кривым БЭЗ, изменение во времени показаний методов сопротивлений [9].

Определение характера насыщения производилось по стандартным методикам с использованием данных по определению относительных фазовых проницаемостей на керне, в качестве критической водонасыщенности использовались данные при 95–98 % обводненности, рассчитанной по касательной к функции Леверетта (с учетом соотношения вязкостей флюидов для пластов БУ: 2.42 и 1.73 МПа*с).

Полученные уравнения критических водонасыщенностей были пересчитаны в критические сопротивления по стандартным уравнениям $P_н = f(K_в)$, $P_п = f(K_п)$. Однако зависимости Рп(Кп) и Рн(Кв) в термобарических условиях Западно- и Восточно-Мессояхского месторождений некондиционны. Соответственно, критическое сопротивление, полученное по $P_н = f(K_в)$ и $P_п = f(K_п)$ в атмосферных условиях, занижено. В сложившейся ситуации более оправданно использовать линии раздела, проведенные по результатам испытаний.

Следует отметить, что погрешность определения УЭС пласта по изорезистивной методике составляет 20 %, то есть при УЭСп = 25 Омм с учетом погрешности УЭС пласта находится в диапазоне 20–30 Омм, то есть пропласток с такими свойствами может быть интерпретирован как продуктивный и как водонасыщенный. Кроме того, низкая минерализация пластовой воды пластов БУ (8–10 г/л) приводит к образованию больших зон проникновения D/d до 32, что также очень затрудняет оценку УЭС пластов. Все это приводит к необходимости привлечения дополнительной информации (геологической, ГТИ, результатов опробования и так далее) для оценки характера насыщения пластов БУ.

Известно [10], что цеолитсодержащие породы характеризуются гораздо большими значениями критических сопротивлений. Например, полученные в подсчете запасов Южно-Мессояхского месторождения [11] для пластов БУ критические сопротивления находятся в пределах 40–50 Омм. Поэтому для данных скважин были дополнительно получены интегральные распределения сопротивления (рис. 5), и дифференцированно применены значения ρкр = 27 Омм.

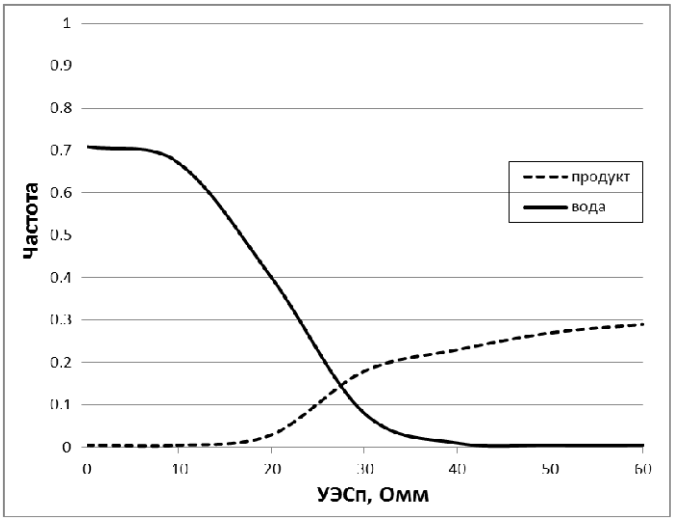

Рис. 5. ***Интегральное распределение критических сопротивлений для цеолитсодержащих пластов БУ на Восточно-Мессояхском месторождении***

Таким образом, в результате петрофизического анализа в петрофизическую модель продуктивных пластов были введены поправки на возможное содержание в них ломонтита.

Рассматривая процесс цеолитизации в региональном масштабе, можно отметить следующее: район цеолитизации пластов вытягивается узкой полосой 15–30 км с юга на север и главным образом приурочен к зонам региональных разломов, проходя через Хальмерпаютинское, Береговое, Пякяхинское, Южно-Мессояхское месторождения и, как сейчас установлено, через седловину между Мессояхским и Малохетским валами, то есть в непосредственной близости от Колтогоро-Уренгойского грабен-рифта [12]. Помимо этого процессы цеолитизации затронули отдельные районы на Восточно-Уренгойской и Заполярной площадях.

Таким образом, установлено, что цеолиты в терригенных породах представлены ломонтитом в виде пойкилитового или порового цемента в количестве до 13 %. Показано, что развитие цеолитизации связано с первичными факторами — формируются цеолиты в более крупнозернистых малоглинистых песчаниках, которые изначально были более пригодны для продвижения флюидов. Цеолитовый цемент пространственно разнесен с кальцитовым. Разность между пористостью (Кп) по воде и по керосину тем выше, чем больше содержание цеолита в песчанике.

Цеолитизация терригенных нижнемеловых коллекторов севера Западной Сибири носит региональный характер, и ее развитие закономерно приурочено к зонам региональных разломов и генетически привязано к районам с максимальной метасоматической проработкой вмещающих пород. Определение зон циолитизации методами ГИС довольно затруднительно, поэтому при выявлении таких интервалов по данным анализа кернового материала необходимо вводить поправки на возможное содержание в них ломонтита.

Список литературы

1. Коробов А. Д., Коробова Л. А., Ахлестина Е. Ф. Минеральные ассоциации продуктов гидротермального изменения — ключ к пониманию возникновения зон разуплотнения и фазовой зональности углеводородов (на примере Западной Сибири // Известия Саратовского университета. 2008. Т. 8. вып. 1. – С. 42-50.
2. Крокен Д. Подводные минеральные месторождения. – М.: Мир, 1982. – 390 с.
3. Шварцев С. Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза. – 2-е изд., исправл. и доп. – М.: Недра, 1998. – 336 с.
4. Поспелов В. В., Шнип О. А. Цеолиты нефтесодержащих пород шельфа Южного Вьетнама // Геология нефти и газа, 1995. – № 7.– С. 38-43.
5. Поспелов В. В. Некоторые особенности разработки залежей нефти в цеолитсодержащих породах фундамент // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2008. – № 3. – С.1-16.
6. Ван А. В., Предтеченская Е. А. Диагностика вулканокластического материала по продуктам его изменения // Диагностика вулканогенных продуктов в осадочных толщах: Материалы Российского совещания с международным участием. Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2012. – С. 83-85.
7. Ферсман А. Е. Избранные труды, т. 1. – М.: Издательство АН СССР, 1952.
8. Брек Д. Цеолитовые молекулярные сита. – М.: Мир, 1976.
9. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Под ред. Петерсилье В. И. – М-Тверь, 2003. – 257 с.
10. Беляков Е. О. Построение петрофизических моделей фильтрационно-емкостных свойств текстурно-неоднородных терригенных коллекторов. Диссертация на соискание ученой степени к. г.-м. н., Тюмень, 1998.
11. Подсчет запасов газа и конденсата пластов группы БУ Южно-Мессояхского месторождения. Авт: Глебов А. Ф., Мусихин В. А., ООО «Лукойл-Западная Сибирь». – Москва, 2008. – 345 с.
12. Сахибгареев Р. С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. – Л., 1989. – 243 с.

Сведения об авторах

Поднебесных Александр Владимирович, *к. г.-м. н., начальник отдела подсчета запасов УВ Управления геологии и разработки месторождений «Ямал» ООО «Газпромнефть НТЦ», г. Тюмень, тел. 8(3452)685670, e-mail: Podnebesnikh.AV@gazpromneft-ntc.ru*

Жуковская Елена Анатольевна, *к. г.-м. н., руководитель направления по концептуальной геологии терригенных коллекторов ООО «Газпромнефть НТЦ», г. Санкт-Петербург, тел. 8(812)3136924, e-mail: Zhukovskaya.EA@gazpromneft-ntc.ru*

Овчинников Василий Павлович, *д. т. н., профессор, заведующий кафедрой «Бурение нефтяных и газовых скважин», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)206692, e-mail: burenie@rambler.ru*

Podnebesnykh A. V., *Candidate of Science in Geology and Mineralogy, head of the department for hydrocarbon reserves estimation, geology and development, LLC «Yamal» «Gazpromneft NTC», Tyumen, phone: 8(3452)685670*

Zhukovskaya E. A., *Candidate of Science in Geology and Mineralogy, head of the sector for conceptual geology of terrigenous reservoirs, LLC «Gazpromneft NTC», St.Petersburg, phone: 8(812)3136924*

Ovchinnikov V. P., *Doctor of Engineering, head of the chair «Drilling of oil and gas wells», Tyumen State Oil and Gas University, phone 8(3452)206692*

Бурение скважин и разработка месторождений

УДК 622.276

ПРИМЕНЕНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЗОН ФИЛЬТРАЦИИ В ПЛАСТЕ К ГОРИЗОНТАЛЬНОМУ СТВОЛУ СКВАЖИНЫ

APPLICATION OF FLOWING TESTS TO DETERMINE THE ZONES OF FILTRATION IN THE FORMATION TOWARDS THE HORIZONTAL BOREHOLE

М. Л. Карнаухов, Д. И. Шустов, Т. А. Абрамов, Д. Э. Исламов
M. L. Karnaukhov, D. I. Shustov, T. A. Abramov, D. E. Islamov

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

Ключевые слова: ***горизонтальные скважины, гидродинамические исследования (ГДИ), кривая снижения давления (КСД), соляно-кислотная обработка***
Key words: ***horizontal wells, well tests, drawdown analyzes, hydrochloric acid treatment of formation***

В последние десятилетия стали массово применять горизонтальные скважины (ГС) при разработке месторождений нефти и газа, при этом возникло много новых задач, которые по причине необычного механизма течения флюидов в пласте к ГС не могли возникнуть при работе вертикальных скважин. Для горизонтальных скважин главной задачей является определение характера движения жидкости в пласте к горизонтальному стволу.

Для определения характера притока жидкости в ствол скважины можно было бы с успехом применить известные методы термометрии и расходометрии. И на практике есть уже немало примеров спуска приборов с помощью колтюбинговых установок для замера расходометрией или термометрией зон поступления жидкости в ствол. Однако при этом возникают не только технические проблемы доставки приборов в горизонтальный ствол с последующим замером притока во времени и по длине ствола. Принятые технологии заканчивания скважин с перфорированными хвостовиками приводят к тому, что жидкость часто попадает в хвостовик, сначала двигаясь по затрубному пространству, так как хвостовики не цементируются. При этом сложно выявлять зоны притока термометрией и расходометрией.

В данной работе приводятся примеры оценки механизма движения жидкости к ГС на основе гидродинамических исследований. С помощью кривых восстановления давления (КВД), записываемых после отработки скважины, или кривых падения давления (КПД) — после остановки закачки, определяется в целом средняя проницаемость пласта в зоне дренирования скважины, средний скин-эффект и эффективная длина ствола.

Ниже приведем конкретный практический пример, показывающий, как вести обработку данных исследования нагнетательных ГС. На рис.1 показан график давления, записанный при испытании горизонтального ствола нагнетательной сква-