

УДК 622.276:551.763.12(571.122)

Гладков П.Д., Рогачев М.К.Санкт-Петербургский государственный горный университет, Санкт-Петербург, Россия, pdgladkov@mail.ru

ОСОБЕННОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ СИСТЕМ ЗАВОДНЕНИЯ В УСЛОВИЯХ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ НЕОКОМСКОГО КОМПЛЕКСА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Показана история и условия накопления продуктивных отложений неокомского комплекса Приобского нефтяного месторождения. Рассмотрены вопросы взаимодействия вод системы заводнения и низкопроницаемой глиносодержащей матрицы коллектора. Приведены результаты электронно-микроскопических исследований илиффов кернов по определению минерального состава породы, а также фильтрационных экспериментов по оценке влияния опресненных вод на проницаемость керна и его конечную нефтенасыщенность.

Ключевые слова: продуктивные отложения, заводнение, глиносодержащая матрица, опресненная вода, фильтрация, неокомский комплекс, Приобское месторождение.

Западно-Сибирская провинция – наиболее крупная из всех нефтегазоносных провинций, выделенных на территории России. Она занимает ведущее место как по величине выявленных в ее пределах запасов углеводородов, так и по уровню добычи нефти и газа. По геологическому строению Западно-Сибирская провинция представляет собой эпипалеозойскую плиту, окруженную со всех сторон складчатыми системами и имеющую классическое двухэтажное строения. Она расчленена на крупные депрессии и замкнутые поднятия первого порядка (своды и мегавалы). Как впадины, так и своды осложнены поднятиями второго порядка и локальными структурами.

В провинции выделяется десять нефтегазоносных областей, каждая из которых включает в свою очередь несколько нефтегазоносных районов. На севере провинции расположены преимущественно газоносные месторождения, центральные и южные районы – нефтегазоносные и содержат в основном ресурсы нефти, при этом большая часть нефтегазоносных областей расположена на территории Тюменской области.

Нефтегазоносность отложений в пределах Тюменской области выявлена в широком стратиграфическом диапазоне, от пород палеозойского фундамента до апт-сеноманских отложений верхнего мела. В разрезе продуктивных отложений выделяются нижне- и среднеюрский, верхнеюрский, ачимовский, неокомский и апт-сеноманский нефтегазоносные комплексы.

Самой богатой нефтегазоносной областью как по запасам нефти, так и по объемам ее добычи, является Среднеобская. В данной области расположены несколько крупных нефтяных месторождений, но наибольшего интереса заслуживает Приобское нефтяное месторождение [Багаутдинов и др., 1996].

Данное месторождение относится к числу чрезвычайно сложных для освоения как с точки зрения разработки недр, так и работы на поверхности. Месторождение условно разделено две зоны – левобережную и правобережную, граница между которыми проходит по основному руслу реки Обь. При этом на месторождении выделены две лицензионные территории, которые разрабатываются двумя российскими нефтегазовыми компаниями.

Продуктивные пласты месторождения относятся к отложениям неокомского комплекса и представляют собой систему крупных литологических ловушек, приуроченных к трехмерным седиментационным телам, распространение, конфигурация и размеры которых соответствуют современным представлениям о клиноформном строении неокомских отложений Среднего Приобья (рис. 1).

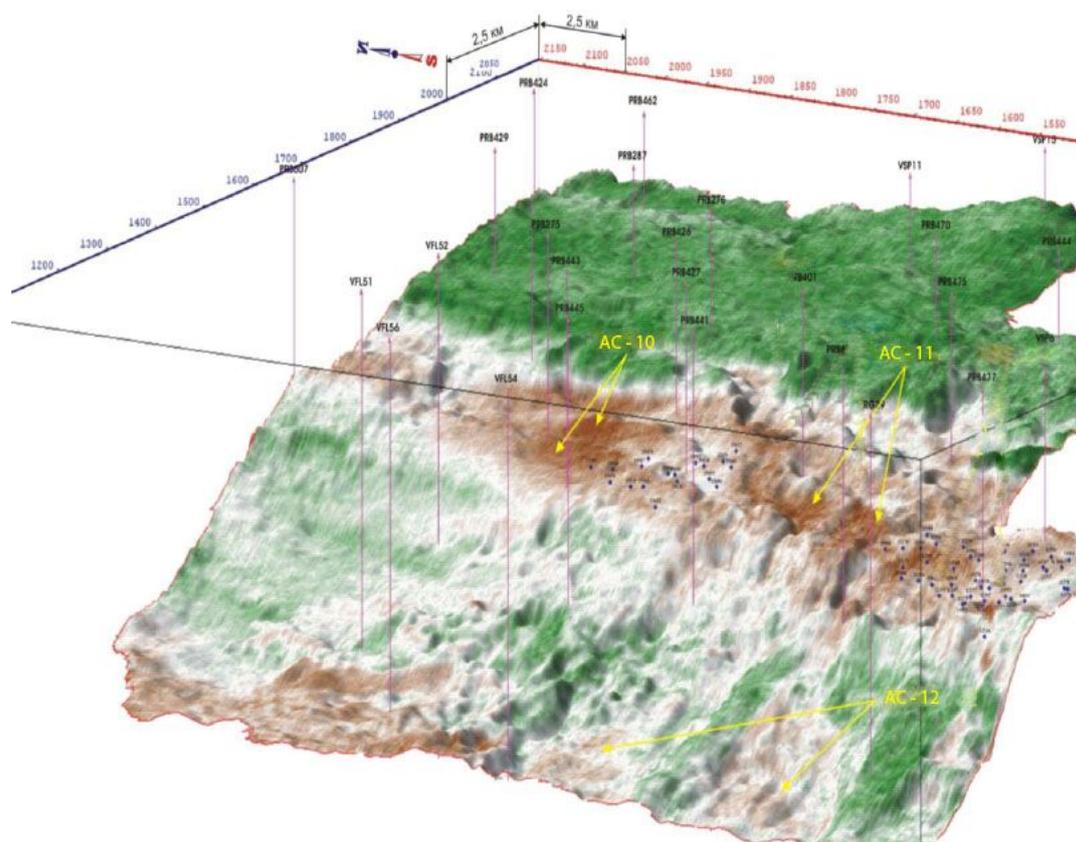


Рис. 1. Клиноформное строение продуктивных отложений неокомского комплекса

Теоретическим обоснованием формирования неокомского клиноформного мегакомплекса послужила модель бокового заполнения терригенным материалом в условиях

перехода от мелководно-шельфовой области моренного бассейна к его относительно глубоководной недокомпенсированной впадине [Багаутдинов и др., 1996].

С исторической точки зрения процессы формирования осадков происходили следующим образом. В среднеюрское время на данной территории происходило мелководно-морское осадконакопление, при этом породы заполняли бассейн в направлении с юго-востока на северо-запад методом бокового наращивания. В период поздней юры обломочные породы накапливались в результате нескольких трансгрессий моря с севера. Это привело к тому, что бассейн стал изолированным от нормальной морской циркуляции, что способствовало созданию бескислородных условий, при которых произошло отложение мощной толщи черных органогенных сланцев. Эта толща впоследствии стала называться баженовской свитой и явилась основным источником углеводородов для коллекторов нижнемелового периода.

В раннемеловом периоде сформировалась шельфовая зона в Среднеобском регионе, которая постепенно углублялась к западу. Обломочные породы приносились с востока в регрессивные периоды, формируя стратиграфические циклы в виде клиноформ. В дальнейшем на протяжении всего мелового периода остальные циклы покрывали предыдущие и мигрировали к западу, что приводило к заполнению бассейна.

Пласты-коллекторы отлагались в виде клиноформ, сложенные чешуйчатым образом и наклоненные к западу. Восточная часть формировалась в условиях относительно мелкой воды (20-30 м), в то время как западный край был отложен на глубине от 50 до 100-150 м. Эти пачки клиноформ очень хорошо видны на сейсмических широтных профилях, пересекающих месторождение (рис. 2). Строение клиноформ выражается в постоянном наклоне на запад с выклиниванием вниз по падению и усечению вверх по восстанию. Поэтому, как указывалось ранее, на месторождении распространен литологический тип ловушек.

Основные скопления нефти Приобского месторождения приурочены к горизонтам АС₁₀ и АС₁₂, которые в целом имеют достаточно близкие литологические и структурно-текстурные признаки. Фильтрационно-емкостные свойства пластов определяются составом глинисто-карбонатного цемента и формами его распределения, в связи с чем на месторождении выделяются два типа коллекторов: коллектор с рассеянной глинистостью и карбонатностью и микронеоднородный коллектор, представленный тонким переслаиванием песчаников или алевролитов с глинистыми или глинисто-карбонатными прослоями. Следует

отметить, что несмотря на средние емкостные свойства, коллекторы обладают низкими фильтрационными характеристиками (средняя проницаемость $k_{пр}=6\text{мД}$).

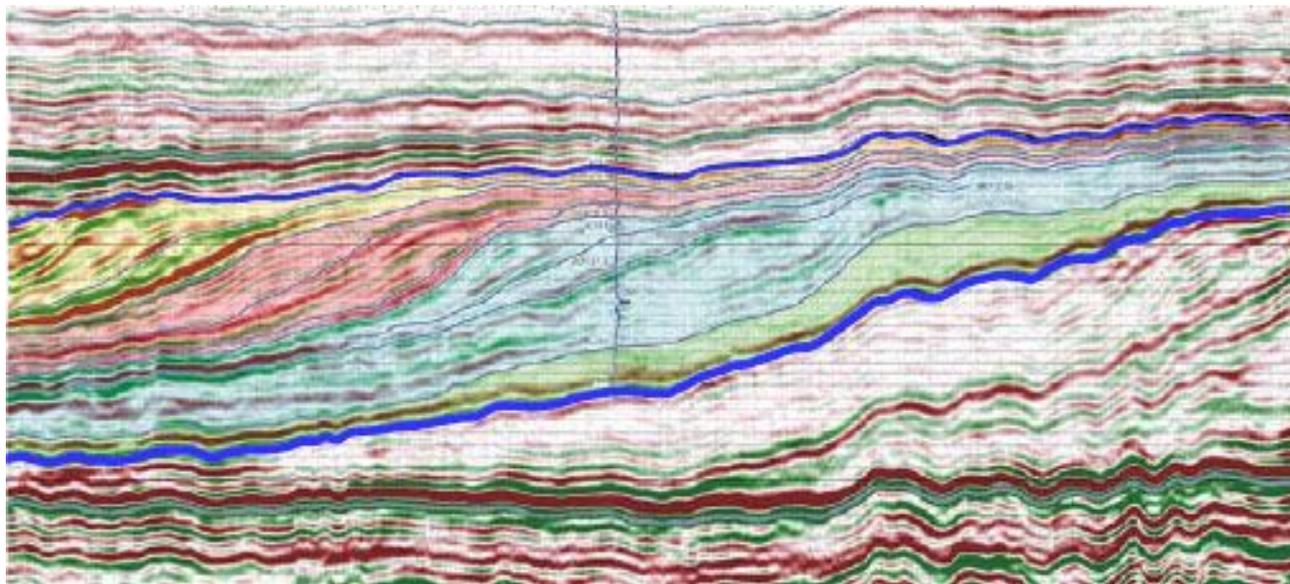


Рис. 2. Сейсмический профиль Приобского месторождения

На южной лицензионной территории месторождения, находящейся в ведении ОАО «Газпромнефть-Хантос», на сегодняшний день реализована система заводнения продуктивных пластов, которая вместе с другими геолого-техническими мероприятиями (например, гидравлический разрыв пласта) должна обеспечить проектный коэффициент извлечения нефти 0,3.

Метод искусственной закачки воды в пласт известен достаточно давно, и в нашей стране заводнение в качестве вторичного метода увеличения нефтеотдачи применяется еще с 1940-х гг. Заводнение нефтяных месторождений осуществляют с целью вытеснения нефти водой из пластов и поддержания пластового давления на заданном уровне. Эффективность вытеснения нефти водой обусловлена многими факторами, но основным из них является схема размещения добывающих и нагнетательных скважин – система разработки. Система разработки может быть рядной (блоковой) или площадной. При рядной системе разработки нагнетательные и добывающие скважины располагаются на параллельных друг другу линиях и образуют ряды, разрезающие месторождение на отдельные блоки оптимальных размеров. Площадная система характеризуется тем, что скважины формируют ячейки различной геометрической формы по 4-9 скважин в каждой, при этом одна центральная скважина обычно добывающая, остальные – нагнетательные. Схема, при которой центральная скважина является нагнетательной, а окружающие ее скважины добывающие, называется обращенной. Очевидно, что площадная система разработки по сравнению с блоковой

обеспечивает более высокий коэффициент охвата пласта воздействием и темпы извлечения запасов. В связи с этим на южной лицензионной территории Приобского месторождения реализована 7-ми точечная система разработки, состоящая из ячеек с 1 добывающей и 6 нагнетательными скважинами.

Применение системы разработки с площадной модификацией заводнения на месторождении, осложненном низкой проницаемостью коллектора, вполне закономерно объясняется положительными результатами, полученными на более простых с точки зрения геологии объектах. Однако для эффективного внедрения этих систем необходим научно обоснованный подход, в частности, к выбору нефтевытесняющего агента.

Проблема взаимодействия нагнетаемой воды с глинистыми компонентами пород-коллекторов нефти и газа возникла с самого начала освоения систем разработки месторождений с применением искусственного заводнения. Высокая дисперсность и площадь поверхности, специфическое слоистое строение кристаллической решетки глин предопределяют их особые свойства, которые выражаются в склонности к ионообменным процессам между частицами глины и окружающей жидкой фазой, пептизации и диспергированию. Поэтому глинистые минералы относятся к числу характерных компонентов гранулярных коллекторов и определяют их фильтрационные и емкостные свойства [Желтов и др., 1981].

Известно, что вследствие гидрофильности частиц глины и наличия на их поверхности избыточного отрицательного заряда при взаимодействии с водой вокруг них образуется два слоя: адсорбционный и диффузный. Адсорбционный слой формируют катионы окружающего раствора, распределенные по поверхности глинистой частицы и компенсирующие ее избыточный потенциал, и которые, в связи с этим, становятся малоподвижными. Остальная часть катионов находится вокруг глинистых пластинок на определенном удалении, причем их концентрация убывает с ростом радиуса удаления, приближаясь к концентрации окружающего раствора. Таким образом, глинистые частицы становятся своеобразными центрами, где сгущаются катионы окружающего электролита.

Следует отметить, что кристаллическая решетка глин группы монтмориллонита состоит из трех относительно слабо связанных между собой слоев, расстояние между которыми составляет порядка 6,6 Å. Поэтому катионы адсорбируются не только на внешней поверхности кристалла, но и попадают внутрь него, притягивая за собой молекулы воды. За счет этого слои раздвигаются, а объем глинистой частицы увеличивается, при этом между числом поглощенных молекул воды и межплоскостным расстоянием существуют

зависимости: 2 H₂O – 9,6 Å; 8 H₂O – 12,4 Å; 14 H₂O – 15,4 Å и т.д. [Гудок, Богданович, Мартынов, 2007].

В зависимости от общей минерализации воды и ее насыщенности различными катионами диффузный слой может менять свою толщину. Так, при взаимодействии с жидкостью, в которой преобладают одновалентные катионы натрия Na⁺, толщина диффузного слоя глинистых частиц увеличивается. Кроме того, увеличение диффузного слоя приводит к ослаблению сил сцепления между частицами, в связи с чем увеличивается их склонность к пептизации. При пептизации глин растет их дисперсность и гидратация, часть ионов глины отрывается и переходит в жидкость с образованием суспензии, что приводит к снижению проницаемости глиносодержащей породы [Абызбаев и др., 1994]. И, напротив, при преобладании в жидкости поливалентных катионов (например, Ca²⁺, Mg²⁺, Al³⁺) этот слой сокращается.

Установлено, что степень диссоциации глинистых минералов в дистиллированной воде в зависимости от состава обменных катионов располагается в следующий ряд: Na⁺>K⁺>Ca²⁺>Mg²⁺ [Гудок, Богданович, Мартынов, 2007]. При взаимодействии с пресной водой перемещение части катионов в электролит сопровождается их замещением молекулами воды вокруг кристаллов глин с созданием сольватного (поверхностного) слоя. Дальнейшее перемещение воды в сольватный слой обусловлено выравниванием величин химических потенциалов дисперсионной среды (дистиллированной воды) и поверхностного раствора глинистого минерала, что обуславливает набухание глин в пресной воде.

Тем не менее, в литературе не дана однозначная оценка влияния минерализации закачиваемой воды на технологическую эффективность разработки нефтяных месторождений. Так, в работе Г.А. Бабалян [Бабалян, 1974] указывается на то, что наряду с ухудшением коллекторских свойств набухание глинистой составляющей может способствовать повышению коэффициента вытеснения нефти водой.

Для того чтобы дать объективную оценку процессам, происходящим при взаимодействии породы и воды, нами были поставлены эксперименты на образцах породы южной лицензионной территории Приобского месторождения.

Данные о минеральном составе пород были получены в результате проведения электронно-микроскопических исследований шлифов кернов. Исследования показали, что интересующая порода относится к песчаникам полимиктовой разновидности со следующим содержанием породообразующих минералов: кварц – 50-54%, калиевый полевой шпат – 18-20%, плагиоклаз – 15%, биотит – 4-5% (рис. 3). Цемент глинисто-карбонатный,

каолинитового (около 55%) и гидрослюдисто-хлоритового типа, при этом его содержание в породе варьируется от 8 до 13%, тип цементации контактовый.

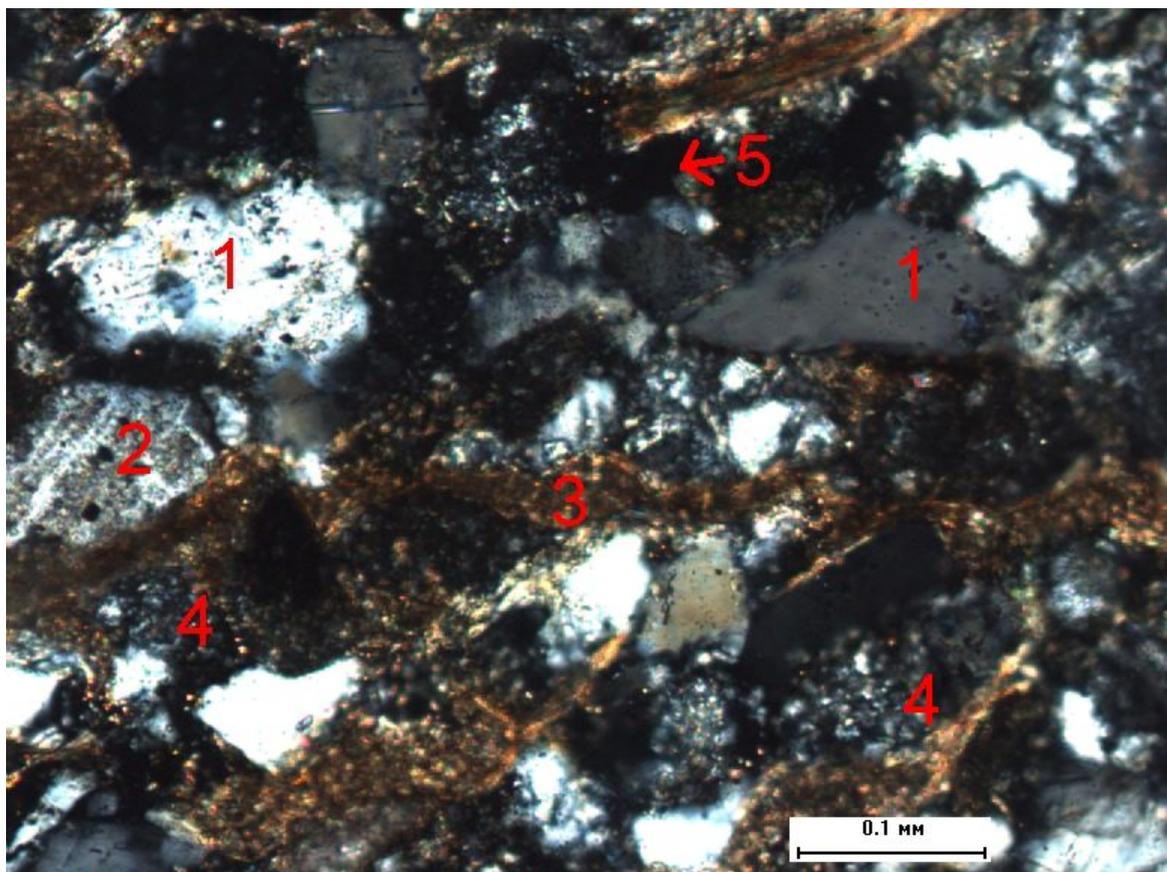


Рис. 3. Фотография шлифа керна в поляризованном свете (пласт АС-10)

1 – кварц, 2 – калиевый полевой шпат, 3 – глинистая составляющая цемента, 4 – карбонатная составляющая цемента, 5 – пора.

В работе В.А. Сидоровского указывается на то, что каолинит обладает сравнительно хорошей ионообменной способностью, в связи с чем разбухает в воде, увеличиваясь в объеме до 20% [Сидоровский, 1978]; поэтому в поровой среде с малыми размерами фильтрационных каналов разбухание контактового цемента может значительно уменьшить их диаметр и снизить проницаемость породы. В данном случае, набухание каолинита обусловлено действием обменных катионов, расположенных только на внешней базальной поверхности, а так же на гранях кристаллов глины. Кристаллическая структура данного минерала представляет собой два слоя (один кремнийкислородный тетраэдрический, второй алюмокислородногидроксильный октаэдрический), расположенные на близком расстоянии друг от друга и которые соединяются прочными связями, препятствующими проникновению молекулы воды между ними.

Для оценки ухудшения проницаемости кернов при фильтрации через них воды различной минерализации, а также для определения нефтевытесняющей способности

указанных флюидов были проведены две серии фильтрационных экспериментов. Данные эксперименты проводились на установке оценки качества повреждения пласта FDES-645 при термобарических условиях, соответствующих пластовым.

Как указывалось выше, первая серия включала исследования по установлению влияния последовательного снижения минерализации закачиваемой воды на водопроницаемость образца естественного керна. Для целей эксперимента керн насыщался моделью пластовой воды, воспроизведенной по трем компонентам (CaCl_2 , NaCl , MgCl_2), общая минерализация которой составила 18,9 г/л. Замерялась проницаемость образца по модели пластовой воды (рис. 4, кривая 1). Далее через керн фильтровались модели опресненных вод с минерализацией 15,4 г/л (рис. 4, кривая 2), 11 г/л (рис. 4, кривая 3), 9,5 г/л (рис. 4, кривая 4), 5,7 г/л (рис. 4, кривая 5), 0,25 г/л (рис. 4, кривая 6).

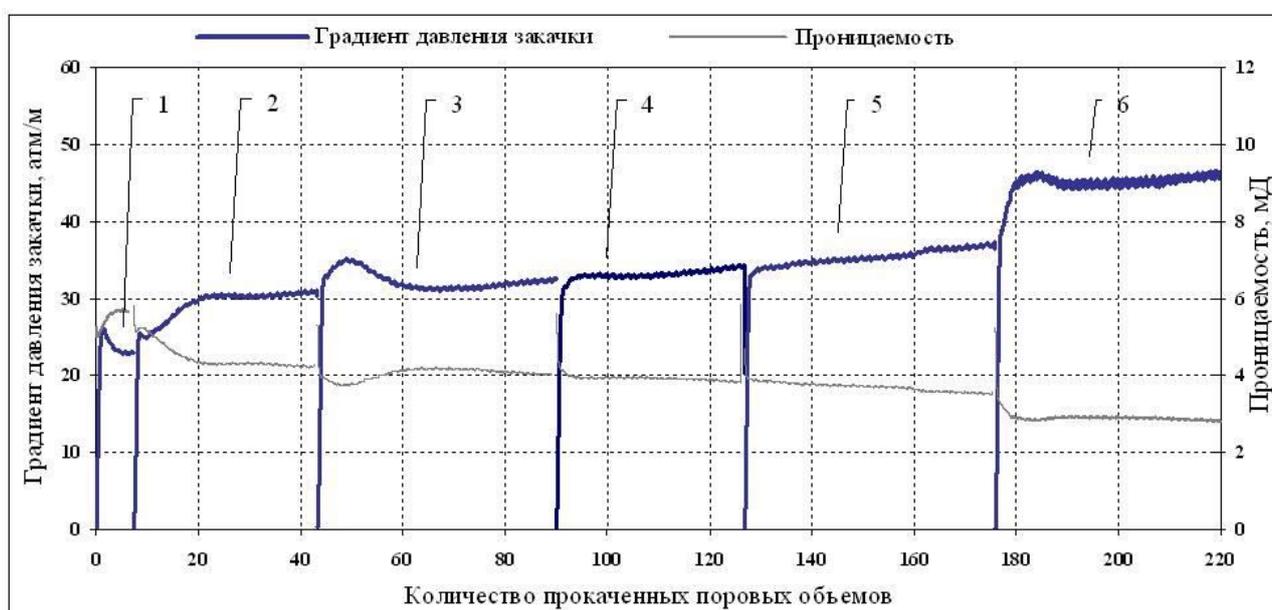


Рис. 4. Кривые градиента давления и проницаемость керна при последовательной закачке воды различной минерализации (расход $Q=\text{const}=0,5\text{см}^3/\text{мин}$) [Гладков, Рогачев, 2011]
1 – фильтрация модели пластовой воды; 2 – фильтрация воды (15,4 г/л); 3 – фильтрация воды (11 г/л); 4 – фильтрация воды (9,5 г/л); 5 – фильтрация воды (5,7 г/л); 6 – фильтрация воды (0,25 г/л).

Полученные результаты эксперимента свидетельствуют о том, что снижение минерализации закачиваемой воды сопровождается ростом градиента давления закачки или, согласно уравнению Дарси, снижением проницаемости образца. Более того, при закачке опресненных вод (рис. 4, кривые 2-6) был отмечен рост градиента давления на 6-9 % на каждые 10 профильтрованных поровых объемов. Полученные данные об ухудшении водопроницаемости образцов породы приведены в табл. 1.

Такой результат мог быть обусловлен как наличием мелких механических примесей в фильтруемой воде, так и собственно набуханием глинистых минералов (каолинит,

гидрослюда). Поэтому в рамках этого же этапа были проведены исследования по установлению влияния единовременного многократного изменения минерализации закачиваемой воды на водопроницаемость образца естественного керна.

Таблица 1

Ухудшение водопроницаемости кернов Приобского месторождения при фильтрации опресненной воды [Гладков, Рогачев, 2011]

Минерализация воды, г/л	18,9	15,4	11,0	9,5	5,7	0,25
Процент ухудшения проницаемости (на $10V_{пор}$), %	0	6	6,1	6,2	8,4	9,5

Изначально изучаемый керн так же насыщался моделью пластовой воды с последующим измерением его водопроницаемости (рис. 5, кривая 1). Далее через образец фильтровалась пресная вода с общей минерализацией менее 0,25 г/л (рис. 5, кривая 2), а затем обработанный керн помещался в емкость с моделью пластовой воды и устанавливался в термостат на 5 суток при пластовой температуре. По истечении указанного времени через керн вновь фильтровалась сначала модель пластовой воды (рис. 5, кривая 3), затем пресная (рис. 5, кривая 4).

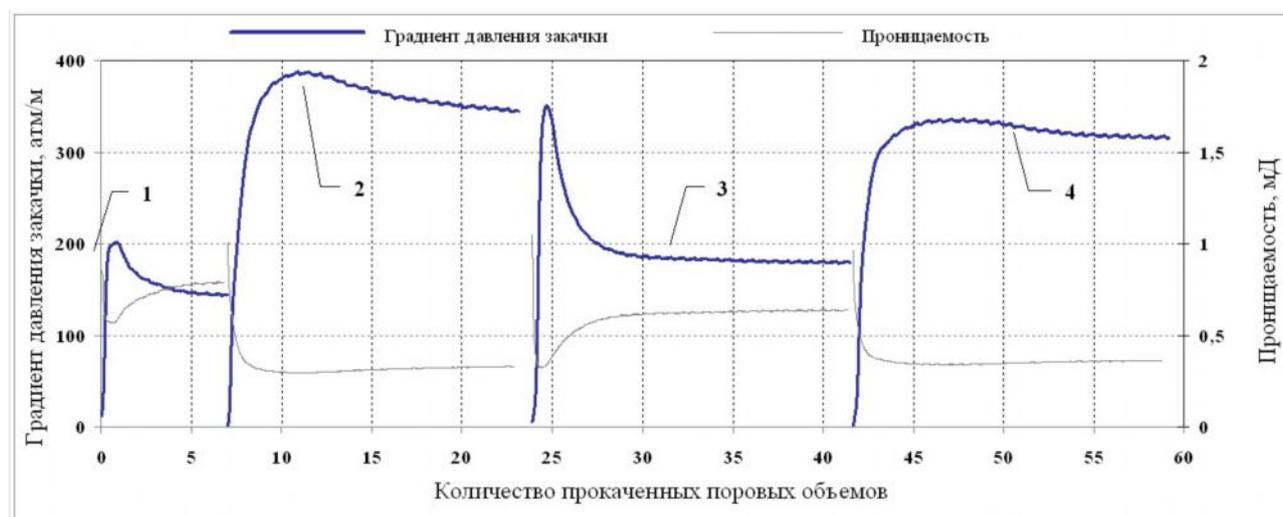


Рис. 5. Кривые проницаемости и градиента давления закачки воды различной минерализации (расход $Q=const=0,5 \text{ см}^3/\text{мин}$) [Гладков, Рогачев, 2011]

1 – фильтрация модели пластовой воды; 2 – фильтрация пресной воды; 3 – фильтрация модели пластовой воды (спустя 5 суток); 4 – фильтрация пресной воды (спустя 5 суток).

Как видно из рис. 5, при фильтрации пресной воды значительно растет градиент давления закачки, т.е. падает водопроницаемость образца породы. После выдерживания керна в термостате и дальнейшей фильтрации через него модели пластовой воды наблюдается резкий скачок градиента давления до уровня, характерного для пресной воды,

что может быть связано с вытеснением из образца керна остаточной пресной воды и ее сменой на минерализованную. Дальнейшая фильтрация минерализованной воды привела к плавному снижению градиента давления до значения, близкого начальному значению для модели пластовой воды. Затем была повторена закачка пресной воды, которая вновь привела к резкому росту градиента давления.

Логично предположить, что увеличение градиента давления нагнетания вызвано кольтматацией проницаемых каналов собственными частицами породы, а так же диспергированными частицами глины. Однако в таком случае с ростом накопленного объема прокачки кривая градиента давления так же должна расти. Согласно рисунку 5 кривые 2 и 4 имеют ниспадающий вид, что свидетельствует о том, что ухудшение фильтрационной характеристики керна вызвано исключительно изменением порового объема и сужением или блокированием ранее проницаемых каналов ввиду гидратации и увеличения объема глинистых частиц цемента.

Вторая серия фильтрационных исследований заключалась в определении коэффициента вытеснения нефти водой различной минерализации. Исследования проводились с использованием естественных образцов кернавого материала и дегазированной нефти Приобского месторождения при соблюдении термобарических условий залежи. Результаты экспериментов представлены на рис. 6.

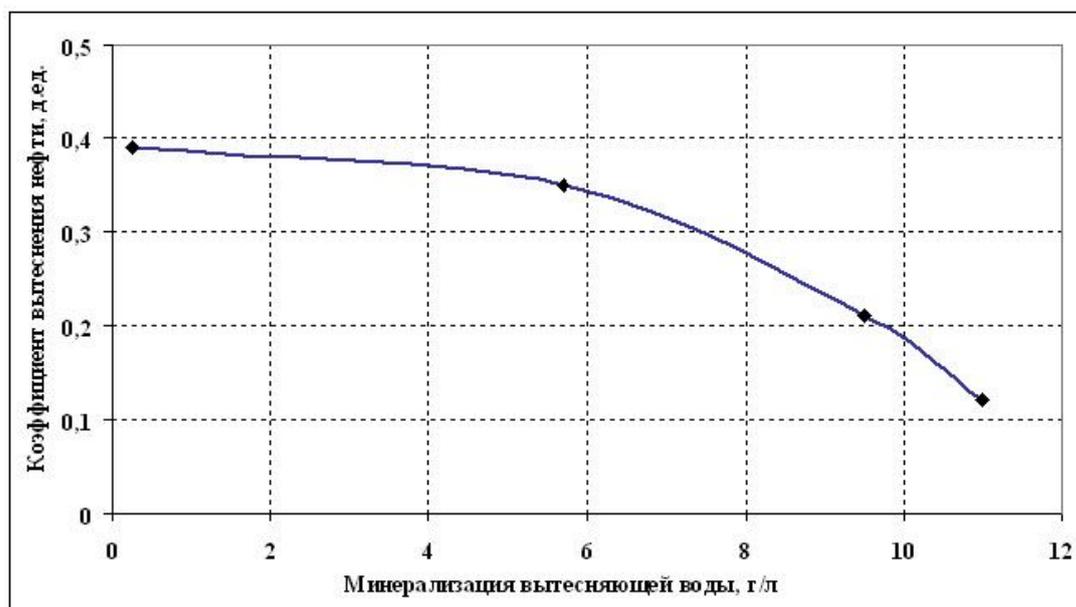


Рис. 6. Зависимость коэффициента вытеснения нефти из образца керна ($k=5$ мД) от минерализации вытесняющей воды [Гладков, Рогачев, 2011]

Согласно полученным результатам наибольший коэффициент вытеснения (0,39) достигается при использовании в качестве вытесняющего агента пресной воды

(минерализация 0,25 г/л), что обусловлено смещением в благоприятную сторону соотношения подвижностей фаз из-за снижения проницаемости породы в обводненной зоне, а так же ввиду повышения плотности воды. Влияние данных факторов отмечается так же и в работе [Абызбаев и др., 1994].

Исследования поверхностных явлений, а именно поверхностного натяжения на границе нефть – вода, показали, что при снижении минерализации воды от 18,9 г/л до 0,25 г/л значение поверхностного натяжения уменьшается в среднем на 2 мН/м. Поэтому влияние данного фактора на конечную нефтенасыщенность незначительно [Гладков, Рогачев, 2011].

В заключении хотелось бы отметить, что применение систем поддержания пластового давления в условиях неокомского комплекса Западной Сибири является оправданным с технологической и экономической точки зрения. Однако специфика литологического состава продуктивных пород накладывает жесткие ограничения на качество используемых для закачивания в пласт вод.

Согласно проведенным электронно-микроскопическим исследованиям шлифов кернов пород-коллекторов южной лицензионной территории Приобского нефтяного месторождения были установлены характер цементации и тип преобладающей глины в составе цемента (каолинит). Анализ литературных источников позволил установить, что на изменение объема каолинитовых и других групп глин оказывает влияние состав и минерализация фильтруемой в данный момент через керн воды. Выводы хорошо коррелируются с результатами проведенных фильтрационных экспериментов, которые свидетельствуют о значительном влиянии минерализации закачиваемой воды не только на коэффициент проницаемости, но и на коэффициент вытеснения нефти.

Литература

Абызбаев И.И., Сыртланов А.Ш., Викторов П.Ф., Лозин Е.В. Разработка залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти Башкортостана. – Уфа: Баш. изд-во «Китап», 1994. – 180 с.

Бабалян Г.А. Физико-химические процессы в добыче нефти. – М.: Недра, 1974. – 200 с.

Багаутдинов А.К., Барков С.Л., Белевич Г.К., Бочаров В.А., Бриллиант Л.С., Гавура В.Е., Гузеев В.В., Джавадян А.А., Долгих М.Е., Закирова Р.А., Курамшин Р.М., Липидус В.З., Лещенко В.Е., Мангазеев В.П., Медведев Н.Я., Мухарский Э.Д., Праведников Н.К., Ровенская А.С., Сафронов В.И., Юрьев А.Н., Янин А.Н. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России. – М.:ВНИИОЭНГ, 1996. – Т.2. – 352 с.

Гладков П.Д., Рогачев М.К. Исследование влияния опресненных вод на фильтрационные свойства низкопроницаемых коллекторов Приобского нефтяного месторождения // Ресурсно-геологические и методические аспекты освоения нефтегазоносных бассейнов. – Сборник материалов II международной конференции молодых ученых и специалистов. 3-9 октября 2011 г., Санкт-Петербург. – СПб.: ВНИГРИ, 2011. – С. 234-239.

Гудок Н.С., Богданович Н.Н., Мартынов В.Г. Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород: Учеб. пособие для вузов – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 592 с.

Желтов Ю.В., Ступоченко В.Е., Хавкин А.Я., Мартос В.Н., Рыжик В.М. Об особенностях заводнения нефтяных залежей с глиносодержащими коллекторами // Нефтяное хозяйство, 1981. – №7. – С. 42-47.

Сидоровский В.А. Вскрытие пластов и повышение продуктивности скважин. – М.: Недра, 1978. – 256 с.

Gladkov P.D., Rogachev M.K.

Saint-Petersburg State Mining University, Saint Petersburg, Russia, pdgladkov@mail.ru

SOME PECULIARITIES OF WATER FLOODING SYSTEM CAPACITY AMID THE NEOCOMIAN COMPLEX OF WESTERN SIBERIA

History and genesis conditions of oil accumulation into the strata of Neocomian complex of Priobskoe oil field have been shown. Problems of interaction of water-flooding system agents and low-permeable clay-containing matrix are considered. Results of electronic-microscopic research of core samples mineral composition are given. Desalted water effect on core sample permeability and final oil saturation mechanism are evaluated.

Key words: *producing horizons, water-flooding, matrix, desalted water, filtration, Neocomian complex, Priobskoe oil field.*

References

Abyzbaev I.I., Syrtlanov A.Sh., Viktorov P.F., Lozin E.V. *Razrabotka zalezhey s trudnoizvlekaemymi zapasami nefi Bashkortostana* [Development of hard oil reserves' fields of Bashkortostan]. Ufa: Kitap, 1994, 180 p.

Babalyan G.A. *Fiziko-khimicheskie protsessy v dobyche nefi* [Physico-chemical processes in oil production]. Moscow: Nedra, 1974, 200 p.

Bagautdinov A.K., Barkov S.L., Belevich G.K., Bocharov V.A., Brilliant L.S., Gavura V.E., Guzeev V.V., Dzhavadyan A.A., Dolgikh M.E., Zakirova R.A., Kuramshin R.M., Lapidus V.Z., Leshchenko V.E., Mangazeev V.P., Medvedev N.Ya., Mukharskiy E.D., Pravednikov N.K., Rovenskaya A.S., Safronov V.I., Yur'ev A.N., Yanin A.N. *Geologiya i razrabotka krupneyshikh i unikal'nykh neftyanykh i neftegazovykh mestorozhdeniy Rossii* [Geology and development of the largest and unique oil and gas deposits in Russia]. Moscow: VNIIOËNG, 1996, vol. 2, 352 p.

Gladkov P.D., Rogachev M.K. *Issledovanie vliyaniya opresnennykh vod na fil'tratsionnye svoystva nizkopronitsaemykh kollektorov Priobskogo neftyanogo mestorozhdeniya* [Investigation of the influence of desalinated water on the filtration properties of low-permeability reservoirs, Priobskoye oil field]. Sbornik materialov II mezhdunarodnoy konferentsii molodykh uchenykh i spetsialistov «Resursno-geologicheskie i metodicheskie aspekty osvoeniya neftegeozonosnykh basseynov» [Proceedings of the II International Conference of Young Scientists and Specialists «Resource-geological and methodological aspects of oil and gas basins development»]. St. Petersburg: VNIGRI, 2011, pp. 234-239.

Gudok N.S., Bogdanovich N.N., Martynov V.G. *Opredelenie fizicheskikh svoystv neftevodosoderzhashchikh porod* [Determination of physical properties of oil-water-bearing rocks]. Moscow: Nedra-Biznescentr, 2007, 592 p.

Sidorovskiy V.A. *Vskrytie plastov i povyshenie produktivnosti skvazhin* [Reservoir completion and increase the productivity of wells]. Moscow: Nedra, 1978, 256 p.

Zhel'tov Yu.V., Stupochenko V.E., Khavkin A.Ya., Martos V.N., Ryzhik V.M. *Ob osobennostyakh zavodneniya neftyanykh zalezhey s glinosoderzhashchimi kollektorami* [On the peculiarities of flooding of oil reservoirs with a clay-containing reservoirs]. Neftyanoe khozyaystvo, 1981, no. 7, pp. 42-47.