

обилие раковинного детрита. Набор ихнофоссилий в целом аналогичен таковому в выше- и нижележащих осадках, что указывает на постоянство глубины палеобассейна. Повышение глинистости могло быть результатом частичной изоляции части дна, например, вследствие миграции вдольбереговых баров. В большинстве изученных скважин пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> имеет отчетливое двучленное строение с внутрипластовым перерывом, представленным четким волнистым контактом и развитием деформационных текстур, обусловленных разрывом.

Базальная часть пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> представлена элементарным циклитом, который начинается слоем пологошпатово-кварцевых среднесортированных песчаников с деформационной текстурой и невыдержанными прослоями, интракластами алевролитов, включениями и прерывистыми прослойками углефицированного растительного детрита. Содержит раковинный детрит и скопления, россыпи пирита. В основании этого слоя фиксируется перерыв с подстилающим пластом Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, который не везде можно проследить четко.

Этот слой перекрывается мелкозернистыми пологошпатово-кварцевыми граувакковыми песчаниками среднесортированными с полого-наклонной косой слойчатостью и затем мелкозернистыми серыми песчаниками с намывами алевритоглинистого и углисто-глинистого материала. Породы биотурбированы (ихнофагия *Skolithos*, индивидуальные ихнофоссилии типа *Skolithos*). Участками отмечается обилие раковинного детрита *Dentalium* sp., встречаются ростры белемнитов, а также скопления трубок червей (серпулид), как результат штормового перераспределения осадка. Статиграфически выше, в пределах описываемого пласта, намечаются еще до трех подобных циклитов меньшей толщины и с менее резкой границей в основании (внутрипластовый разрыв). Участки песчаников с карбонатным цементом развиты в пласте не закономерно.

Отложения пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> относятся к фации песчано-алевритовых осадков зоны волнений (подводных валов) прибрежной части моря, значительно реже – к фации алевритовых и глинистых осадков подводных ложбин внутреннего шельфа. Их формирование происходило в пределах предфронтальной зоны пляжа в условиях верхней сублиторали (глубина от 20 до 50 м). Здесь существовали нормально-морские условия неглубокого моря с прозрачными, очень подвижными водами и хорошо прогреваемым дном.

Выводы:

Анализ внутреннего строения пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> позволил установить, что он состоит из двух частей, отвечающих двум седиментационным циклитам, а их совокупность отвечает циклиту более высокого порядка. Границы циклитов разделены перерывами различного типа.

Фациальный анализ пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> показал, что его отложения преимущественно представлены фацией песчано-алевритовых осадков зоны волнений (подводных валов) прибрежной части моря в пределах предфронтальной зоны пляжа и значительно реже фацией алевритовых и аргиллитовых осадков внутреннего шельфа (подводных ложбин).

Анализ фациального состава надугольной части васюганской свиты свидетельствует об общей трансгрессивной направленности строения разреза. Поэтому отложения пластов Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> можно отнести к следующему типу залежей: надперерывным трансгрессивным песчаным покровам. Поскольку поверхности несогласия в основании пластов относительно плоские, перекрывающие их песчаники образуют покровы.

#### Литература

1. Вакуленко Л.Т., Ян П.А. Юрские ихнофагии Западно-Сибирской плиты и их значение для реконструкции обстановок осадконакопления // Геология и геофизика, 2001. – Т. 42 – вып. 4. – С. 83 – 93.
2. Кравченко Г.Г. Седиментологическая модель верхнеюрских продуктивных отложений Крапивинского месторождения по результатам изучения керна / Г.Г. Кравченко, Е.А. Жуковская // Известия Томского политехнического ун-та, 2010. – Т.316. – № 1. – С. 80 – 86.
3. Обстановки осадконакопления и фации: В 2-х т. Пер. с англ. / Под ред. Х. Рединга. – М.: Мир, 1990. – Т. 1: – 352 с.

### ОСОБЕННОСТИ ПОЛУЧЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА ПРИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ СКВАЖИН

К.Ю. Майков

Научный руководитель ассистент Л.К. Кудряшова

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

В наши дни на рынке углеводородного сырья наблюдается значительный спад цен на нефть, спровоцированный последствиями мирового финансового кризиса. Также отмечается рост стоимости бивалютной корзины. Данные обстоятельства вынуждают российские нефтедобывающие компании увеличивать объемы добычи экспортируемого углеводородного сырья.

В то же время наращивание объемов добычи нефти невозможно без качественного анализа продуктивности фонда добывающих скважин, определения причин ее снижения, а также осуществления мероприятий по интенсификации притока. В настоящее время существуют различные методы контроля разработки месторождений, но наиболее эффективным средством анализа производительности скважин являются гидродинамические исследования скважин.

В процессе разработки на большинстве месторождений для изучения динамики изменения параметров пласта используются гидродинамические исследования (ГДИС), по результатам которых определяют пластовое давление, фильтрационные параметры пласта (проницаемость, гидро-, пьезопроводность), а также при спуске и подъеме приборов можно исследовать плотность флюида в скважине. Но для получения детальных параметров

проводят испытания пластов с помощью прибора КИИ-146. В последнее время наиболее популярными становятся испытания пластов с помощью модульного динамического испытателя пластов (MDT). Он значительно повышает качество и информативность комплекса ГИС/ГДИС. MDT представляет собой прибор, позволяющий осуществить следующие исследования в открытом стволе скважины:

- замеры пластового давления на разных глубинах; расчет подвижности пластового флюида и оценку проницаемости по анализу кривых падения и восстановления давления;
- отбор высококачественных проб пластовых флюидов;
- определение анизотропии проницаемости;
- «мини-DST» исследование с использованием модуля двойного пакера для определения свойств пласта и отбора проб;
- замеры давления гидроразрыва в пластовых условиях путем проведения «мини-ГРП» [2].

Рассмотрим использование данных методов на примере одного из месторождений Западной Сибири, продуктивные пласты которого отличаются сложным геологическим строением и низкими значениями ФЕС. Изучаемая в работе залежь приурочена к отложениям нижнего мела и является нефтегазоконденсатной [4]. Стоит отметить, что характерной геологической особенностью данного пласта является наличие пропластка с улучшенной проницаемостью (суперколлектора) [1]. Поэтому в связи с большой неоднородностью ФЕС пласта, как по площади, так и по разрезу, для получения достоверных параметров необходимо использовать не просто КИИ-146, а более совершенный прибор – MDT.

На одной из скважин изучаемого месторождения в процессе бурения для определения параметров пласта было проведено испытание прибором MDT, а потом контроль за динамикой их изменения проводился раз в год с помощью ГДИС.

Сопоставляя параметры, полученные разными методами, можно сделать вывод, что плотность до начала разработки (по MDT) составляла приблизительно  $0,748 \text{ г/см}^3$ , а по результатам ГДИС –  $0,771 \text{ г/см}^3$  ниже 1200 м, в то время как выше данной отметки –  $0,119 \text{ г/см}^3$ . Такая разница в показаниях обусловлена сегрегацией фаз флюида в стволе скважины, что повлекло за собой некоторое искажение полученных данных.

Замер пластового давления происходит посредством КВД (кривая восстановления давления) и КПД (кривая падения давления), как в ГДИС, так и в MDT исследованиях.

Основным отличием одного метода от другого являются более детальные результаты, полученные при замере модульным динамическим пластоиспытателем. В ходе ГДИС пластовое давление фиксировалось через каждые 200 м, и на глубине спуска (2900 м) составляло 23450 кПа. В то время как при MDT был детально рассмотрен весь интервал перфорации – величина пластового давления варьировалась от 26842 кПа (на глубине 3367 м) до 27976 кПа (на глубине 3346,5 м).

Это может быть обосновано тем, что в данном случае MDT спускается непосредственно до зоны перфорации скважины, что невозможно при проведении стандартных гидродинамических исследований из-за ограничения глубины спуска измерительного прибора (до угла искривления скважины не более  $56^\circ$ ). Возможность спуска прибора MDT в призабойную зону пласта также может являться серьезным преимуществом и в случае оценки плотности пластового флюида. Поэтому можно сделать вывод, что значение плотности флюида, полученное в результате ГДИС, является оценочным, в то время как при MDT – первоначальным.

Для получения параметров пласта при ГДИС важной процедурой является отбор проб, что обусловлено необходимостью определения насыщения пласта и свойств флюидов. Для недропользователей эти данные важны для определения строения продуктивного пласта, оценки запасов, расчета фильтрационных параметров и анализа потока флюидов в пористой среде, а также для корреляции пластов и геохимических исследований. Использование некорректных данных может привести к нежелательным и дорогостоящим последствиям. С задачей отбора проб успешно справляется прибор MDT, в нашем случае позволяющий проводить отбор при незначительных перепадах пластового давления за счет использования модулей оптического анализатора флюида, что способствует получению качественных образцов пластовых флюидов [5].

Помимо этого, он позволяет контролировать в режиме реального времени качество отбираемого флюида с целью предотвращения загрязнения пробы буровым раствором, что дает определенную уверенность в качестве полученного образца флюида. Качественные образцы необходимы для определения таких важных параметров пластового флюида, как давление насыщения, объемный коэффициент и вязкость.

Стандартный комплекс гидродинамических исследований в обсаженном стволе дает возможность отслеживать динамику изменения фильтрационных параметров пласта [3]. Из ретроспективного анализа исследований, выполненных в скважине изучаемого месторождения за 2011-2013 гг., можно сделать вывод о понижении давления на глубине спуска прибора (2900 м) с 23440 кПа (на 2011 г.) до 21850 кПа (на 2013 г.), уменьшении проницаемости более чем в 2 раза (с 285 до 142 мД). При этом скин-фактор остался достаточно высоким (10-11,8), гидропроводность также существенно снизилась (с 13843 до 6885,7 мД·м/мПа·с). Продуктивность пласта также изменилась – с 25,16 до 12,87 ( $\text{м}^3/\text{сут}$ )/( $\text{кгс/см}^2$ ). В целом такая динамика параметров пласта говорит о загрязнении призабойной зоны. В 2013 г. скважина была переведена под нагнетание.

В отличие от стандартного комплекса ГДИС, прибор MDT, работающий в открытом стволе скважины, не позволяет отслеживать динамику изменения параметров залежи. Для решения данной функции в обсаженной колонне разработан прибор СНДТ, который осуществляет замеры пластового давления на разных глубинах и отбирает высококачественные пробы пластовых флюидов путем просверливания обсадной колонны, цемента, породы – вглубь пласта, проведения замеров пластового давления, отбора проб и последующей закупорки всех

просверленных отверстий. Но данный метод является высокочастотным и мало где применяется в российских компаниях.

Таким образом, с помощью приборов MDT и CHDT можно получить довольно полный комплекс первичной информации о параметрах залежи с различных ее интервалов, независимо от конструкции скважины и ее искривления, что невозможно при проведении стандартных ГДИС. Однако использование MDT/CHDT является дорогостоящим методом. А в условиях финансового кризиса с целью уменьшения экономических затрат на проведение исследований и потерь по добыче УВ, для мониторинга изменения показателей работы пласта в большинстве компаний переходят на установку телемеханических систем (ТМС) в скважинах.

#### Литература

1. Мангазеев П.В., Панков М.В., Кулагина Т.Е., Камартдинов М.Р., Деева Т.А. Гидродинамические исследования эксплуатационных и нагнетательных скважин: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 340 с.
2. Латыпов А.Ф., Вейнхебер П.Д., Абдрахманова Л.Г., Карпекин Е.А. Применение испытателей пластов на кабеле нового поколения для оценки характера насыщения сложных коллекторов Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения // Техника и технологии, 2011. – №4. – С. 44 – 46.
3. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. – М.: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Ин-т компьютерных технологий, 2005. – 780 с.
4. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, Ф.К. Салманов и др. – М.: Недра, 1975. – 678 с.
5. Бетанкур С., Дон Ч., Эльшахани Х., О'Киф и др. Современные методы измерения свойств пластовых флюидов // Нефтегазовое хозяйство, 2007. – Т. 19. – №3. – С. 70 – 88.

### ОЦЕНКА ПАРАМЕТРОВ УПЛОТНЕНИЯ ГЛИН, АРГИЛЛИТОВ ЮРЫ И МЕЛА СЕВЕРНЫХ РАЙОНОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

К.В. Макаров

Научный руководитель доцент Л.М. Бурштейн

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,  
г. Новосибирск, Россия*

Очевидно, что в ближайшие десятилетия промышленное значение углеводородного сырья не уменьшится и, вероятно, будет возрастать. В условиях истощения сравнительно более доступных его источников роль методов количественного прогноза перспектив нефтегазоносности будет усиливаться. Одно из современных направлений количественного прогноза включает группу методов известных в отечественной литературе как историко-генетические, а в западной как «бассейновое моделирование». В рамках этого подхода рассматриваются количественные модели всех стадий нефтидогенеза, включая процессы формирования осадочного чехла, становления в его пределах термобарических полей, образования углеводородов в нефтегазопроизводящих толщах, их эмиграцию и вторичную миграцию, аккумуляцию и разрушение скоплений. Параметры соответствующих физико-химических моделей требуют обоснования для каждого конкретного объекта прогноза. Одной из основных групп таких параметров являются параметры уплотнения осадочных пород, в том числе глинистых, образующих в Западно-Сибирском бассейне региональные, зональные и локальные флюидоупоры.

Задача исследования состояла в том, чтобы на основе доступной фактической информации уточнить параметры закона уплотнения глинистых пород мезозойского осадочного чехла северных районов Западно-Сибирского мегабассейна и оценить время литификации основных глинистых флюидоупоров.

В основу определения параметров уплотнения глинистых пород (модель Ф. Шнейдера и др. [1]) была положена база данных по петрофизическим характеристикам осадочных горных пород, подготовленная в ИНГТ СО РАН. В работе непосредственно анализировалась выборка данных по пористости мезозойских глин и аргиллитов Западной Сибири, в которую вошли данные по 27 скважинам (с 19 площадей) и 739 образцам, охватывающим широкий диапазон современных глубин (от 100 до 4100 м) и пористости (от 33% до 1,5%). Анализ данных и реконструкция динамики уплотнения выполнялись средствами комплекса бассейнового моделирования, разработанного в ИНГТ СО РАН. Калибровка модели осуществлялась в предположении об отсутствии химического уплотнения и гидростатических поровых давлений.

В результате выполненного анализа наблюдаемых трендов пористости глин и аргиллитов северных районов Западно-Сибирского бассейна установлено, что параметры закона уплотнения, принятые в стандартных библиотеках системы бассейнового моделирования Temis, требуют корректировки. Соответствующие уточненные параметры получены по объединенной выборке фактических данных. Показано, что выделение подвыборок с аномальными зависимостями пористости от глубины, не приводит к значимым изменениям в оценках параметров уплотнения. На основе полученных зависимостей выполнен прогноз времени литификации юрских и меловых региональных флюидоупоров района исследований

#### Литература

1. Schneider F., Potdevin J.L., Wolf S., Faille I. Mechanical and chemical compaction model for sedimentary basin simulators // Tectonophysics, 1996. – V. 263. – P. 307 – 317.