

Таким образом, проанализировав полученные результаты определения генезиса по совокупности гранулометрических и минералогических исследований, можно сделать следующий вывод – изучаемые отложения были сформированы в пределах эстуария.

Необходимо отметить, что все описанные в работе методы определения генезиса осадков не называют четкой фациальной обстановки осадконакопления, а позволяют только разграничить осадки на морские, континентальные или сформированные в переходной зоне.

Для более точного определения фаций необходимо провести комплексное исследование изучаемой территории с подбором седиментационной модели, основываясь не только на данных гранулометрического анализа, но и привлекая дополнительные данные по керну (фаунистические, петрографические, текстурные и т.д.), ГИС (фациальный электрометрический анализ), ГДИС (фильтрационно-емкостные).

#### Литература

1. Крашенинников Г.Ф., Волкова А.Н., Иванова Н.В. Учение о фациях с основами литологии. Руководство к лабораторным занятиям. – М.: Изд-во МГУ, 1988. – 214 с.
2. Кузнецов В.Г. Литология. Осадочные горные породы и их изучение. Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 511 с.
3. Маркевич П.В. «Турбидиты» и «флиш» без пояснений – опасные термины // Вестник ДВО РАН. – 2004. – № 4. – С. 95 – 105.
4. Методы палеогеографических реконструкций (при поисках залежей нефти и газа) / В.А. Гроссгейм, О.В. Бескровная, И.Л. Геращенко и др. – Л.: Недра, 1984. – 271 с.
5. Петтиджон Ф., Поттер П., Сивер Р. Пески и песчаники. – М.: Мир, 1976. – 536 с.
6. Романовский С.И. Седиментологические основы литологии. – Л.: Недра, 1977. – 408 с.

### **ВЛИЯНИЕ НЕОДНОРОДНОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ ШЕРКАЛИНСКОЙ СВИТЫ НА ИЗВЛЕЧЕНИЕ НЕФТИ ТАЛИНСКОЙ ПЛОЩАДИ КРАСНОЛЕНИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)**

**Л.К. Кудряшова, А.Ю. Фомичев**

Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова

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

В связи с истощением основных запасов углеводородов на крупных месторождениях Западной Сибири необходимо вовлекать в разработку перспективные глубокозалегающие горизонты, характеризующиеся сложным строением и неоднородными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС).

Ярким примером являются пласты ЮК<sub>10</sub>, ЮК<sub>11</sub> шеркалинской свиты Талинской площади Красноленинского месторождения. Это один из наиболее сложных и уникальных объектов нефтедобывающей промышленности.

Разработка залежей нефти шеркалинской свиты характеризуется как крайне неблагоприятная: из 895 млн. т геологических запасов нефти промышленных категорий в лучшем случае будет добыто 150 – 180 млн. т.

Поэтому актуальной для данной площади является проблема увеличения коэффициента извлечения нефти (КИН) из пластов шеркалинской свиты. В связи с этим целью данной работы является выбор и обоснование наиболее рационального метода по увеличению КИН.

Талинская площадь расположена в западной части Красноленинского свода – структуре первого порядка [3]. Основными продуктивными отложениями в исследуемом районе являются пласты ЮК<sub>10</sub>, ЮК<sub>11</sub> шеркалинской свиты, представленные разнородными песчаниками и гравелитами. В составе этих пластов уверенно выделяются пять циклитов: ЮК<sub>10</sub><sup>а</sup>, ЮК<sub>10</sub><sup>б</sup>, ЮК<sub>10</sub><sup>с</sup>, ЮК<sub>11</sub><sup>а</sup>, ЮК<sub>11</sub><sup>б</sup>. Наиболее опесчаненными представляются циклиты в подошвенной части пластов, а наиболее заглинизированными – в кровельной.

Стоит также отметить, что пласты шеркалинской свиты имеют сложное геологическое строение, обусловленное условиями осадконакопления [1]. Формирование коллекторов шеркалинской свиты началось с накопления турбидитно-дельтовой толщи и закончилось комплексом отложений со сложным внутренним строением, обусловленным различными обстановками подводных дельт.

Устойчивая цикличность в режиме осадконакопления характеризует четко выраженную дифференциацию ФЕС пород-коллекторов пластов ЮК<sub>10</sub> и ЮК<sub>11</sub> и усложняет процесс извлечения нефти. ФЕС меняются в широком диапазоне, как по разрезу, так и по площади. Так, для песчаников и гравелитов проницаемость ( $K_{пр}$ ) колеблется в пределах от 0,01 до 4418,00 мД, а пористость ( $K_p$ ) – от 9,0 до 24,2 %.

По результатам ГДИС в режиме КВД оценили скин-эффект. Для добывающих скважин объектов ЮК<sub>10</sub>, ЮК<sub>11</sub> средняя величина скин-эффекта составила 7,2. Простые расчеты зависимости изменения дебита от скин-эффекта свидетельствуют, что в нашем случае ухудшение ФЕС в призабойной зоне пласта снижает дебит скважин ~ в 1,8 раза.

Также значительное влияние на нефтеотдачу оказывает система разработки месторождения. На начальном этапе обеспечение высоких дебитов фонтанных скважин сопровождалось значительным увеличением депрессии на пласт. Низкие забойные давления в фонтанирующих скважинах приводили к разгазированию нефти в прискважинной области пласта. Высокие темпы отборов привели к снижению пластового давления и, как следствие, к уменьшению дебитов фонтанных скважин. С целью компенсации добычи нефти форсировали освоение системы заводнения.

При использовании заводнения, а это были достаточно интенсивные блочно-замкнутые системы, значительные давления нагнетания и объемы закачиваемой воды привели к превышению текущего пластового давления над начальным, формированию трещин в высокопроницаемой части пласта и к последующему прогрессирующему росту обводненности. Увеличение объемов нагнетания воды сопряжено с избирательным вытеснением нефти исключительно из той части разреза, которая подвержена искусственному трещинообразованию.

Низкопроницаемая часть коллектора оказалась блокированной со стороны добывающих скважин зоной разгазирования нефти в пласте и фильтратом тяжелых жидкостей глушения, применявшихся в условиях повышенных пластовых давлений при частых подземных и капитальных ремонтах скважин.

Проанализировав данные по ФЕС, результаты ГДИС и состояние разработки, видно, что со временем освоения месторождения наблюдается несоответствие между высокой (~92 %) обводненностью продукции скважин и низким значением (0,098) текущего коэффициента нефтеизвлечения. Все это указывает на то, что вовлечь в разработку удалось только незначительные запасы нефти. Для «традиционных» среднепродуктивных залежей Западной Сибири такая система разработки обеспечила бы более полную выработку запасов [2]. В рассматриваемом же случае речь идет о весьма сложном строении залежей шеркалинской свиты, где основные потоки пластовых флюидов, по всей видимости, контролируются тонкими прослоями с аномально высокой проницаемостью, в присутствии которых традиционные методы и технологии в разработке залежей малоэффективны. Учитывая сложность в строении изучаемых пластов, нами предложены следующие наиболее эффективные методы, которые необходимо использовать комплексно, чтобы увеличить КИН.

Одной из ключевых технологий для увеличения КИН шеркалинской свиты является гидроразрыв пласта (ГРП). Это один из инструментов, многократное применение которого в независимости от текущей обводненности скважин-кандидатов будет способствовать перемещению заблокированной нефти к забоям добывающих скважин. Важным результатом проведения ГРП является образование системы трещин не только по площади, но и по разрезу. Для этого необходимым условием является наличие оптимальной эффективной толщины пластов (в среднем около 10 м), что позволит провести качественный ГРП и увеличить КИН.

В связи с наличием как низкопроницаемых интервалов, так и интервалов с аномально высокими ФЕС, необходимо проводить работы по изоляции водопритока. Такие технологии направлены на устранение комплекса причин поступления воды в добываемую нефть: прорыв воды по высокопроницаемым интервалам, подъем ВНК, перетоки по заколонному пространству, негерметичность эксплуатационной колонны. Это поможет сдерживать прорывы воды в скважину и, как следствие, не увеличит обводненность пласта.

Также необходимо выполнять выравнивание профиля приемистости. Данные технологии направлены на рациональное изменение фильтрационных потоков в условиях наличия высокопроницаемых интервалов пластов, характеризующихся высокой проводимостью. Одним из рациональных методов является закачка в пласт через систему нагнетательных скважин потококорректирующих составов, которые блокируют высокопроницаемые интервалы, в результате чего происходит перераспределение фильтрационных потоков в направлении низкопроницаемых интервалов пласта и, как следствие, вовлечение в разработку слабопроницаемых интервалов, участков пласта. А технологии по регулированию профиля притока применяются в нагнетательных скважинах, вскрывших неоднородные пласты, не вовлеченные в эксплуатацию, с низкопроницаемыми, нефтенасыщенными интервалами, используя комплексные растворы кислотного состава. Применение таких технологий позволит увеличить фильтрационные свойства малопродуктивных коллекторов.

Циклическое заводнение осуществляется путем периодических изменений давления при нагнетании и отборе жидкости [2]. Попеременной работой нагнетательных и добывающих скважин меняем направления фильтрационных потоков. В результате, в активную фильтрацию вовлекаются новые, в том числе низкопроницаемые зоны пласта, увеличивается охват пласта воздействием, снижается обводненность.

Однако, исходя из сложности строения изучаемых пластов и неоднородности ФЕС по разрезу, можно полагать, что для достижения высокой эффективности воздействия циклического заводнения рекомендуется проведение его в комплексе с полимерными добавками. Сущность физико-химического заводнения состоит в изменении соотношения темпа продвижения вытесняющей жидкости и нефти. Снижение подвижности воды происходит из-за роста её вязкости, за счет содержащегося в ней полимера, это способствует выравниванию линии вытеснения в высокопроницаемых зонах. Величина снижения коэффициента остаточной нефтенасыщенности зависит от количества и концентрации прокачиваемого реагента относительно порового объема и максимально (по данным лаборатории физики пласта) может достигать 6 %.

Весьма перспективными для увеличения эффективности нефтеизвлечения являются водогазовое и акустическое воздействия на продуктивный пласт, которые успешно применяются на Самотлорском месторождении. При водогазовом – могут сочетаться полезные особенности воды и газа. Вследствие этого достигается более высокий коэффициент нефтеотдачи пластов по сравнению с заводнением. При использовании в качестве вытесняющего агента углеводородного газа КИН увеличивается на 22 %. При акустическом – излучатели, расположенные в скважинах, влияют упругими колебаниями на пласт. Это в конечном итоге повышает проницаемость и нефтеотдачу пластов. Низкочастотный акустический метод влияния на пласт является одним из эффективных способов увеличения нефтеотдачи, а также может усилить эффект вытеснения остаточной нефти при закачке в пласт водогазовой смеси. Несмотря на то, что эти два метода являются достаточно эффективными, но они требуют значительных капитальных затрат. Для организации водогазового – необходимо построить газокomppressorную станцию и газопровод, а для акустического – приобрести низкочастотные излучатели. Однако, согласно постановлению правительства РФ от 2009 г. о допустимом уровне сжигания попутного газа на факельных установках (не более 5 % от объема полученного попутного газа), в

любом случае необходимым будет строительство станции по переработке газа. Таким образом, водогазовое воздействие в дальнейшем будет одним из наиболее перспективных методов для увеличения КИН.

Так как изучаемое месторождение находится на последней стадии разработки, а обводненность продукции составляет более 90 %, эффективной может оказаться технология форсированного отбора жидкости. Эта технология связана с применением высоконапорных электрических центробежных насосов (ЭЦН) с глубиной спуска более 2000 м, она сопровождается увеличением дебитов жидкости на 40 %.

Для форсированного отбора жидкости рекомендуются зоны с повышенными значениями нефтенасыщенности, где возможно производить снижение забойного давления до 5–7 МПа без потери дебита.

Изучив сложное геологическое строение и неоднородности ФЕС коллекторов Талинской площади Красноленинского месторождения, а также проанализировав основные технологии по повышению нефтеотдачи, нами был предложен комплекс методов, наиболее оптимальный для изучаемой территории. Данный комплекс представлен следующими методами: ГРП, изоляция водопритока, выравнивание профиля приемистости и регулирование профиля притока, циклическое заводнение с использованием полимерных добавок, водогазовое и акустическое воздействие на пласт, а также технология форсированного отбора жидкости. Используя только разумное сочетание режимов работы скважин, технологий и дизайна ГРП, оптимизации системы заводнения и кинематики потоков в системе пласт-скважина, можно добиться повышения КИН.

#### Литература

1. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, Ф.К. Салманов и др. – М.: Недра, 1975. – 678 с.
2. Разработка малопродуктивных нефтяных месторождений / В.Д. Лысенко и др. – М.: Недра, 2001. – 284 с.
3. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра, 1981. – 143 с.

### НЕФТЕДОБЫЧА В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

**В.А. Курбанова**

Научный руководитель профессор Н.П. Запивалов

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

Западная Сибирь – крупнейшая нефтегазоносная провинция, начальные суммарные ресурсы которой составляют 60 % начальных суммарных ресурсов России. На этой территории открыто около 500 нефтяных, газонефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений, содержащих 75 % текущих разведанных запасов нефти России. Добыча нефти в стране значительно возросла благодаря открытию крупных месторождений в Западной Сибири. Но сегодня в активной разработке находится лишь малая часть этих месторождений [1].

По мнению Игоря Шпурова, генерального директора Западно-Сибирского научно-исследовательского института геологии и геофизики: «Из 747 нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири осваивается лишь 339. 10 месторождений в Западной Сибири ввели в разработку в 2012 году». Так, можно сделать вывод о том, что потенциал запасных ресурсов не реализуется в полной мере, что ведет к снижению объемов добычи на полтора процента. В 2013 году потерянно 300 млн. т.

В настоящее время основная добыча нефти в Западной Сибири ведется на зрелых и уже истощенных месторождениях. Полное и исчерпывающее функционирование новых месторождений, а также их разработка ограничены из-за их удаленности от существующих центров добычи. Для разработки требуются крупные вложения в создание региональной сети коммуникаций и транспортной системы.

Западная Сибирь была и еще долго останется основным добытчиком нефти – 57 % от общероссийского показателя. Регион останется и главным объектом запасов нефти и газа.

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция территориально расположена на Западно-Сибирской равнине. Благоприятная структура разведанных запасов: высокая концентрация углеводородных запасов в крупных и крупнейших месторождениях и продуктивность их разработки являются особенностью этой провинции.

В настоящей работе статистические данные представлены по регионам.

**Ханты-Мансийский** – богатейший нефтяной регион Западной Сибири и России в целом. Две трети добываемой нефти в России сосредоточено в месторождениях Ханты-Мансийского автономного округа. Открыто 273 месторождения нефти, 120 введено в разработку. Большинство месторождений, введенных в разработку в XX веке, на сегодняшний момент выработаны и обводнены, такие месторождения, как Самотлорское, Мамонтовское, Федоровское.

В то же время ряд резервных крупных месторождений (Приобское, Приразломное, Красноленинское и др.) разрабатываются на режимах ограниченного отбора. Основной проблемой дебитов нефти является выборочная разработка месторождений. В Ханты-Мансийском автономном округе до 2007 г. наблюдалось повышение добычи, в настоящее время уровень добычи снижается (рис. 1).

Ямало-Ненецкий автономный округ так же характеризуется крупнейшими запасами и ресурсами нефти, но по сравнению с Ханты-Мансийским автономным округом их структура сложнее, так как преобладают нефти высокой плотности и вязкости (Русское, Северо-Комсомольское, Тазовское, Западно-Мессояхское месторождения). Запасы нефти сосредоточены в 153 месторождениях.