

Проведение последних наиболее эффективно в хаотично-слоистых песчаных постройках, где наличие многочисленных слабопроницаемых прослоев ограничивает приток нефти в скважину из удалённых зон коллектора. Осуществляя гидроразрыв, мы тем самым увеличиваем радиус влияния (охвата) скважины и подключаем к работе ещё не вовлечённые в разработку слоистые структуры коллектора.

Гидроразрывы проведённые в песчаниках с упорядоченно-слоистой структурой могут иметь как положительный, так и отрицательный эффект. Так, распространяясь по простиранию слоистости, как линии наименьшего сопротивления, образованными трещинами затрагиваются уже отработанные или частично отработанные в предшествующий этап разработки зоны коллектора. Более того, при близости фронта закачки возможно опережающее обводнение скважины вследствие соединения трещины гидроразрыва с водяной зоной. В тоже время, за счёт гидроразрыва возможно увеличение интервала притока в макронеоднородных по проницаемости коллекторах, относящихся к баровым постройкам, регрессивным и трансгрессивным песчаникам, что увеличивает коэффициент их нефтеотдачи.

В заключении можно отметить, что изучение фильтрационной неоднородности коллектора с учётом фациальных условий его формирования, предопределяющих типа слоистой структуры коллектора (хаотично-слоистая или упорядоченно-слоистая), может способствовать формированию нестандартных схем разработки залежей нефти и газа, повышающих эффективность их эксплуатации.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел литологических ловушек нефти и газа. — Л.: Недра, 1984. 259 с.
2. Рейнек Г.Э., Сингх И.Б. Обстановка терригенного осадконакопления. — М.: Недра, 1981. 438 с.
3. Градзинский Р., Костецкая А., Радомский А. и др. Седиментология. — М.: Недра, 1980. 646 с.

УДК: 622.276.057.51.+622.323

### ОСОБЕННОСТЬ ПОДХОДА К РАЗРАБОТКЕ МАЛЫХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ И АНАЛИЗ ИХ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Т.А. ГАЙДУКОВА, Н.А. СВАРОВСКАЯ

*Проанализирован опыт поисково-разведочных работ Средневасюганского нефтяного малого месторождения в течение двадцатилетнего периода пробной эксплуатации. Выявлены факторы, влияющие на процесс выработки нефти. Отмечено, что максимально длительный фонтанный способ эксплуатации месторождения, с минимальным падением пластового давления является рациональным.*

В настоящее время в России открыто более 1400 мелких месторождений, в которых текущие запасы нефти составляют 12 % от общих запасов. В среднем на одно месторождение приходится менее 1 млн тонн нефти [1].

В Томской области открытие месторождений проводилось с 1962 года и к настоящему времени число их составляет около 110, в том числе к нефтяным относится 79. По извлекаемым запасам углеводородного сырья (категории C<sub>1</sub>) приходится всего 6 крупных месторождений и 4 средних. На долю остальных 69 малых нефтяных месторождений Томской области приходится 18 % извлекаемых запасов категории C<sub>1</sub>. Вероятность открытия новых крупных месторождений очень невелика, а месторождения с запасами более 30 млн тонн находятся в зрелой стадии разработки, поэтому приоритет малых месторождений неуклонно возрастает.

Нами проанализирован опыт пробной эксплуатации на малых месторождениях и выявлены факторы влияющие на процесс выработки нефти.

Малые нефтяные месторождения на территории Томской области характеризуются сложностью геологического строения, отсутствием однозначной модели залежи; незначительными извлекаемыми запасами нефти категории C<sub>1</sub> (около 1 млн. тонн на каждую открытую залежь), удаленных от коммуникаций, производственной и социальной инфраструктуры и низкой эффективностью геологоразведочных работ.

Особенностью малых месторождений Томской области является то, что промышленный приток нефти характерен для 1–2 скважин из 5–10 пробуренных на площади. Ввод в пробную эксплуатацию осуществлялся не в течение 3-х лет, а срок 10–15 и более лет. Фактически, период пробной эксплуатации одновременно и являлся промышленной разработкой малого нефтяного месторождения 1–2 поисковыми скважинами. Основной режим эксплуатации таких месторождений являлся фонтанный способ. В течение многих лет в Томской области он реализован на следующих малых нефтяных месторождениях: Поселковое, Столбовое, Федюшкинское, Дуклинское, Средневасюганское, Кулгинское и др.

На Поселковом месторождении залежь приурочена к песчаному пласту Ю<sub>1</sub><sup>1+4</sup> васюганской свиты верхнеюрского возраста. В результате бурения скважин № 2, 3, 4 установлено, что залежь углеводородов площадью около 12 км<sup>2</sup> пластовая сводовая, литологически ограниченная в северо-восточной части структуры. Первооткрывательница месторождения (поисковая скважина № 2) в пробной эксплуатации находится с 1982 года и работает фонтанным способом с дебитом нефти 29,3 м<sup>3</sup>/сут на режиме штуцера диаметром 6 мм. В 1994 году на забое появилась пластовая вода и, значительно уменьшился дебит нефти до 21,4 м<sup>3</sup>/сут на штуцере диаметром 4 мм. На сегодняшний день обводненность

этой скважины составляет 10,9 %. Однако, скважина продолжает работать фонтанным способом, притом, что в последние годы ее эксплуатация осуществляется круглогодично.

Средневасюганское нефтяное месторождение можно считать удачным примером длительной эксплуатации скважины фонтанным способом и примером бережного отношения к добываемому продукту в богатейшей по запасам нефти и газа Западной Сибири.

В географическом отношении Средневасюганское месторождение нефти находится в Западной части Томской области, на правом берегу среднего течения р. Васюган, левого притока реки Оби. В соответствии с действующей схемой нефтегазоносного районирования, Средневасюганское месторождение нефти находится в Средневасюганском нефтегазоносном районе, Васюганской нефтегазоносной области. В непосредственной близости выявлено ряд мелких нефтяных месторождений и два крупных: газовое Северовасюганское и газоконденсатное Мыльджинское. Согласно тектонической карты мезозойско-кайнозойского платформенного осадочного чехла Западно-Сибирской плиты, Средневасюганское месторождение нефти расположено в центральной части Средневасюганского мегавала и приурочено к Красноярскому локальному поднятию (структура III порядка), которое в свою очередь осложняет северную часть Новотевризского куполовидного поднятия (структура II порядка). Красноярское локальное поднятие выявлено и подготовлено к бурению сейсморазведочными работами методом отраженных волн (МОВ) в 1958-1965 гг. По отражающему горизонту "В" (верхняя юра, кровля баженовской свиты), структура представляет собой куполовидную складку, осложненную двумя куполами, из которых западный крупнее и контрастнее.

Одновременно с сейсморазведочными работами, в 1961 году проводилось глубокое поисковое бурение. Первая поисковая скважина № 1 заложена и пробурена на Красноярском поднятии в сводовой части, но она оказалась водоносной и выявила несоответствие результатов бурения со структурным планом по сейсмическому отражающему горизонту "В". В последующие 1962-1964 гг. пробурены скважины № 2, 3, 4, но нефть не получена. В 1965 году в пределах западной присводовой части Красноярского поднятия пробурена поисковая скважина № 5, в которой получен фонтан нефти из верхнего песчаного пласта горизонта Ю<sub>1</sub> васюганской свиты средне-верхнеюрского возраста. В остальных шести скважинах, пробуренных до 1967 года, получена пластовая вода из песчаного пласта горизонта Ю<sub>1</sub>, а в скважине № 4 получена пластовая вода с пленкой нефти. Водонефтяной контакт для выявленной залежи нефти принят условно по нижнему перфорационному отверстию интервала испытания в скважине № 5 по абсолютной отметке 2224 м.

В последующие годы, в процессе поисково-разведочного бурения на площади неоднократно проводились детализационные сейсморазведочные работы МОВ и МОГТ (метод общей глубинной точки), с целью уточнения строения Красноярского локального поднятия (рис. 1).

Согласно результатам последних детализационных сейсморазведочных работ (ОАО "Томскнефтегазгеология", Жевлаков Л.П., 2000 г.), Красноярское локальное поднятие по отражающему горизонту П-а (подошва баженовской свиты), представляет собой довольно контрастную куполовидную складку незначительно вытянутую в субширотном направлении. По оконтуривающей изогипсе (-2270 м) структура имеет размеры 4,0 на 7,5 км, площадь 15,8 км<sup>2</sup>. Амплитуда поднятия составляет 110 метров. Поднятие осложнено несколькими малоамплитудными куполами, которые оконтуриваются по изогипсе минус 2215 м. Через всю структуру картируется дизъюнктивное нарушение, уходящее далеко за пределы площади в южном и северном направлениях. В пределах поднятия выделены еще несколько мелких нарушений, основная часть которых имеет северо-западное простирание. Сложность тектонического строения и отсутствие надежной геолого-геофизической информации (исследования методами АК и РК) в 1965 году, отразились на корреляции песчаных пластов горизонта Ю<sub>1</sub> и принятой индексации продуктивного пласта как Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>.

В дальнейшем это не подтвердилось. По состоянию на 1987 г. было принято считать, что залежь нефти пластовая, сводовая и, приурочена к пласту Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> васюганской свиты верхнеюрского возраста, который выклинивается или замещается в восточном направлении. То есть залежь можно считать структурно-литологической или как пластовую тектонически экранированную в пределах поля нефтеносности. В 1991 году на северном склоне структуры пробурена скважина № 10, которая оказалась так же водоносной. Однако, по геолого-геофизическим данным скважины № 10 уточнены модель залежи и положение водонефтяного контакта, последний принят по изогипсе минус 2235 м. На сегодняшний день установлено, что залежь нефти приурочена к межугольному пласту Ю<sub>1</sub><sup>мв</sup> васюганской свиты верхнеюрского возраста и относится к пластово сводовому, литологически ограниченному или тектонически экранированному типу в восточной присводовой части Красноярского локального поднятия. Однозначно определить природу границы залежи нефти в ее восточной части не представляется возможным. Межугольный пласт Ю<sub>1</sub><sup>мв</sup> васюганской свиты как коллектор развит только в западной части Красноярского поднятия и в скважине № 5 залегает в интервале 2313,2-2324,8 м (-2215,4-2227,0). В кровле и в подошве пласт Ю<sub>1</sub><sup>мв</sup> ограничен плотными глинистыми породами. Толщина глинистых экранов составляет 3,0-7,0 м. Литологически пласт Ю<sub>1</sub><sup>мв</sup> сложен песчаниками серыми, буровато-серыми, мелко-среднезернистыми, участками косослоистыми, за счет намыва тонких прослоев обугленного растительного материала. Керна полностью нефтенасыщенный. По петрографическому описанию (НТГУ, Новосибирск) песчаники представлены зернами кварца, полевых шпатов, включениями слюды. По данным исследования керна в лаборатории физика пласта (НТГУ, Новосибирск), открытая пористость песчаников составляет 14-22 %, проницаемость 1,4-28 мд, нефтенасыщенность 52-82 %.

По данным ГИС скважины № 5 интервал продуктивного пласта Ю<sub>1</sub><sup>мв</sup> залегает на глубине 2313,2-2324,8 м, с общей толщиной пласта 10,4 м, эффективной и нефтенасыщенной толщиной 8,4 м, нефтенасыщенностью 58-78 %. Характеризуется как однородный, с глубокой отрицательной аномалией ПС до 90-100 мВ, значениями пористости 15,9-21,8 %.

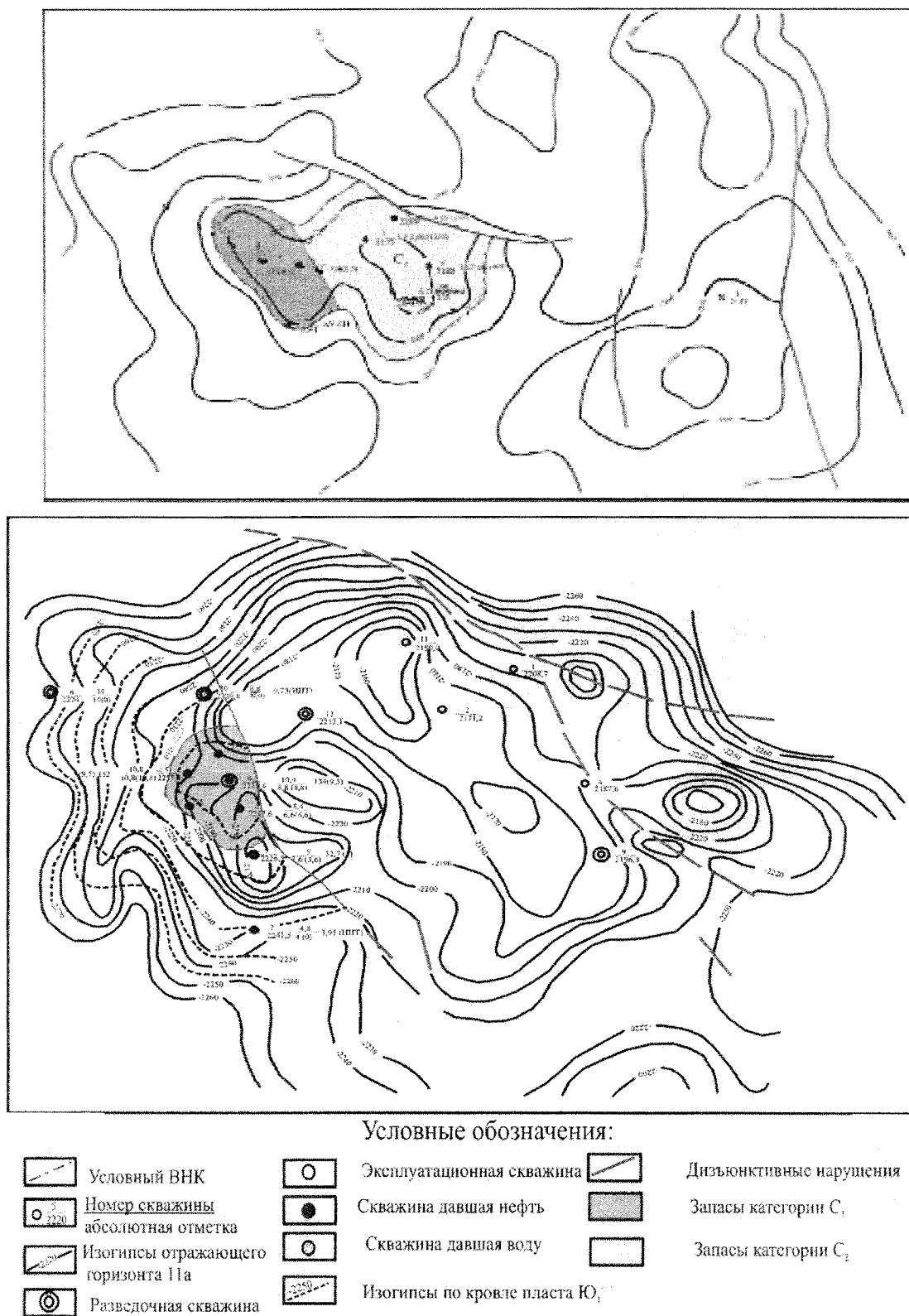


Рис. 1. Структурный план по кровле пласта Ю<sub>1</sub><sup>mv</sup> Среднеvasyуганского месторождения: верхний – 1977 год; нижний – 1998 год

При испытании в эксплуатационной колонне интервала 2308–2322 м (–2209,9–2223,9) получен фонтан безводной нефти дебитом 137 м<sup>3</sup>/сут на режиме штуцера диаметром 9,5 мм. Газовый фактор составил 64,0 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Давление пластовое 24,6 МПа. Температура пластовая составляет 87 °С. Коэффициент продуктивности 27,0 м<sup>3</sup>/сут · МПа. Водонефтяной контакт для выявленной залежи первоначально принят условно по нижнему перфорационному отверстию интервала испытания скважины № 5 на глубине 2322 м (–2224 м).

В мае 1970 года поисковая скважина № 5 введена в пробную эксплуатацию. В период с 1970 года по 1985 год она работала фонтанным способом и общая добыча нефти составила 28,4 %, от первоначальных извлекаемых запасов по категории С<sub>1</sub>. Надо отметить, что вся добытая нефть за 15 лет на Среднеасяганском месторождении принадлежит единственной, продуктивной скважине № 5.

Благоприятное расположение скважины № 5 на берегу реки Васюган позволяло в весенне-осенний период осуществлять транспортировку нефти нефтеналивными баржами. В зимний период с конца ноября до конца марта нефть вывозилась со скважины автомобильным транспортом. В межсезонные периоды скважину закрывали и забойное давление в прискважинной зоне пласта полностью восстанавливалось до пластового давления. Проводились гидродинамические исследования на нестационарном режиме фильтрации с записью: кривой восстановления пластового давления; с записью эпюры давлений по стволу скважины. Через 15 лет фонтанного способа эксплуатации, пластовая вода на забое скважины так и не была отмечена. В таблице 1 представлены результаты гидродинамических исследований, проведенных в скважине № 5 в мае 1970 года и через 15 лет (август 1985 год) ее эксплуатации фонтанным способом.

Анализ приведенных данных указывает на незначительные изменения гидродинамических параметров. Пластовое давление (24,6 МПа) осталось прежним. Коэффициент продуктивности снизился с 27,0 до 19,0 м<sup>3</sup>/сут · МПа, что свидетельствует о незначительной закупорки прискважинной зоны пласта и необходимости проведения ее очистки. Однако, за годы пробной эксплуатации, интенсификация притока в скважине № 5 ни разу не проводилась. В 1982 году производились ремонтно-изоляционные работы в эксплуатационной колонне, а в 1985 году вновь выявлена негерметичность эксплуатационной колонны, но уже в другом интервале. Восстановить скважину № 5 технически не представлялось возможным и было принято решение ее ликвидировать.

В 1986 г. на Среднеасяганском месторождении, в непосредственной близости от скважины № 5 (на расстоянии 370 м к востоку), заложена и пробурена скважина № 8, для продолжения пробной эксплуатации и решения тех же вопросов по уточнению модели и определения водонефтяного контакта в пласте Ю<sub>1</sub><sup>м</sup> васюганской свиты.

Скважиной № 8 продуктивный пласт Ю<sub>1</sub><sup>м</sup> васюганской свиты вскрыт в интервале 2310,8–2319,2 м (–2200,7–2220,1 м), что гипсометрически выше на 4,5 м, по отношению к скважине № 5. Пласт также полностью нефтенасыщен, с эффективной толщиной 8,4 м. Открытая пористость по керну равна 20 %, проницаемость изменяется в пределах 10–253 мд, нефтенасыщенность составляет 74 %. При испытании в эксплуатационной колонне интервала 2309–2319 м получен фонтан нефти дебитом 134 м<sup>3</sup>/сут на режиме штуцера диаметром 9,5 мм, коэффициент продуктивности 19,4 м<sup>3</sup>/сут МПа. Из сводной таблицы результатов испытания скважин № 5 и № 8 следует, что гидродинамические параметры практически совпадают. Величина коэффициента продуктивности 19,4 м<sup>3</sup>/сут МПа в конечный период эксплуатации скважины № 5 и в начале эксплуатации скважины № 8 свидетельствует о взаимовлиянии контуров питания (табл. 1).

**Таблица 1.** Результаты гидродинамических исследований в скважинах № 5 и № 8 Среднеасяганского месторождения

№ п/п	Гидродинамические параметры	Скважина № 5		Скважина № 8
		Май 1970 г.	Август 1985 г.	Июнь 1988 г
1	Пластовое давление, МПа	24,6	24,6	24,6
2	Дебит нефти, м <sup>3</sup> /сут	137,0 (9,5мм)	112,4 (8,7мм)	134,0(9,5мм)
3	Забойное давление, МПа	19,5	18,7	17,7
4	Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /сут МПа	27,0	19,0	19,4
5	Гидропроводность призабойной зоны, д.см/спз	140,9	128,1	145,4
6	Гидропроводность пласта, д.см/спз	200,9	135,5	176,2
7	Проницаемость призабойной зоны, дарси	0,017	0,016	0,11
8	Проницаемость пласта, дарси	0,083	0,07	0,148
9	Пластовая температура, °С	87	87	86

Нефть Средневасюганского месторождения является легкой [4], с удельным весом  $0,82 \text{ г/см}^3$ , сравнительно мало-вязкой (при  $20^\circ \text{С} - 3,9 \text{ сСт}$ ), малосернистой ( $0,3 \%$ ), обладает высоким содержанием бензино-керосиновых фракций. Начало кипения нефти  $28^\circ \text{С}$ , отгон бензиновых фракций до  $200^\circ \text{С}$  составляет  $36,6 \%$ ; до  $300^\circ \text{С} - 61 \%$ , остаток и потери составляют (свыше  $500^\circ \text{С}$ )  $12,1 \%$ . Для средневасюганской нефти характерно низкое содержание смол селикагелевых ( $4,6 \%$ ) и асфальтенов ( $0,42 \%$ ). По составу углеводородов нефть относится к метановому типу ( $41 \%$ ). Нефть в пластовых условиях имеет плотность  $0,71-0,72 \text{ г/см}^3$ , вязкость  $0,55 \text{ сПз}$ , усадку нефти  $1,95-22,5 \%$ , газосодержание  $77-86 \text{ м}^3/\text{т}$  и  $63 \text{ м}^3/\text{м}^3$ . Растворенный в нефти газ содержит метана  $74 \%$ , этана  $3,65 \%$ , пропана  $6,5 \%$ , бутана  $6,2 \%$ , пентана  $3,2 \%$ , гексана  $1 \%$ .

Перечисленные физико-химические свойства нефти позволяют использовать нефть для производства бензинов. С учетом этих качеств, в непосредственной близости от Средневасюганского месторождения построен завод по переработке средневасюганской нефти. Нефть используется в производственных геологических предприятиях: в различных технологических процессах при бурении и испытании скважин; в котельных установках, обслуживающих буровые, баз нефтеразведочных экспедиций и населенных пунктов, расположенных вдоль берега реки Васюган.

### ВЫВОДЫ

В результате проведенного анализа поисково-разведочных работ на Средневасюганском малом нефтяном месторождении и его длительной (более 20 лет) пробной эксплуатации фонтанным способом двух поисковых скважин № 5 и № 8 установлено, что максимально длительный фонтанный способ эксплуатации месторождения, с минимальным падением пластового давления является рациональным, т. е. щадящий режим работы скважин позволяет продлить срок периода эксплуатации и повысить нефтеотдачу пласта.

С учетом обустройства минипромысла на месторождении и инфраструктуры в целом, также с учетом востребованности в добываемом углеводородном сырье для народнохозяйственных целей, пробная эксплуатация 1–2-мя скважинами может являться одновременно промышленной разработкой месторождения.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аметов И.М., Давыдов А.В. и др. Состояние и проблемы освоения малых залежей. // Нефтяное хозяйство. — 1999. — № 3. — С. 24–25.
2. Закиров С. Н. Что такое рациональная разработка месторождений нефти и газа? // Нефтяное хозяйство. — 2002. — № 1. — С. 46–49.
3. Мартынова И. Стабильность на грани кризиса. // Нефть России. — 2001. — № 1. — С. 28–31.
4. Семенович В. Бесхозных богатств не бывает. // Нефть России. — 2000. — № 2. — С. 38–40.
5. Смольянинова Н. М. и др. Нефти, газы и газовые конденсаты Томской области. — Томск: ТГУ. — 1978. — 234 с.

УДК 551.8:553.98 (571.16).

## ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ПРОДУКТИВНОЙ ТОЛЩИ ЮГО-ВОСТОКА ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ

А.В. ЕЖОВА

*С помощью литолого-фациальных исследований рассмотрена история осадконакопления в период формирования нефтегазоносной толщи юго-востока Западно-Сибирской плиты. На фотографиях керна и шлифов показаны основные генетические признаки пролювиальных, аллювиальных, озерно-болотных, дельтовых, прибрежно-морских и мелководных шельфовых отложений. Приведены новые данные о фаунистических остатках, впервые установленных автором в юрских породах. Дано краткое описание нефтегазоносности нижнемеловых отложений.*

Палеогеографические реконструкции периода формирования нефтегазоносных горизонтов являются необходимым условием для установления закономерностей распространения коллекторов. В настоящей работе на основании многолетнего изучения керна автором и др. исследователями [2, 4, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 15] приводятся обобщенные сведения по структурно-текстурным особенностям и вещественному составу пород нефтегазоносной толщи юго-востока Западно-Сибирской плиты. Эти данные позволили по-новому оценить ее генезис, выявить характер нефтенасыщения и сделать описание пустотного пространства коллекторов.

Продуктивная толща юго-востока Западно-Сибирской плиты включает в себя верхнюю часть палеозойских, юрские и нижнемеловые отложения.

Верхняя часть палеозойских отложений представляет собой толщу пород разного возраста и состава. Наибольший интерес в нефтегазоносном отношении представляют карбонатные породы и органические силициты. В этих коллекторах присутствуют все виды пустотного пространства: поры, трещины, каверны и биопустоты, а также их сочетания [11, 12, 10, 8, 7]. Наиболее распространенными коллекторами являются следующие.