

УДК 551.8: 553.98 (571.16).

## FORMATION CHARACTERISTICS OF THE PRODUCTIVE STRATA OF THE SE WEST-SIBERIAN PLATE

A.V. EZHOVA

*The results of lithic facies investigations showed the history of sedimentation during the oil-bearing strata formation of SE West-Siberian plat. The photos of cores and sections identified the main genetic features of piedmont, alluvion, lake-marsh, delta, coastal sea and shallow water shelf deposits. This has been confirmed by new data of faunal relics in rocks of the Jurassic period. The oil-bearing shelf deposits from Lower Cretaceous are also described.*

УДК: 550.8:553.98

## НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ГЛУБОКОПОГРУЖЕННЫХ ТОЛЩ

С.В. ЗИМИНА, Н.А. СВАРОВСКАЯ, Т.А. ГАЙДУКОВА

*Применен системный подход к прогнозированию нефтегазоносности глубокопогруженных толщ Западной Сибири. Проанализирована Саймовская площадь на возможность нефтегазопроявления. Отмечены особенности геологического строения — наличие мощной толщи терригенных пород триасового возраста, благоприятные условия для нефтегазонакопления.*

Задача освоения больших глубин по мере истощения недр на малых и средних глубинах приобретает все большую практическую значимость, особенно для старых нефтегазодобывающих регионов страны. Информация о геологических условиях формирования залежей нефти и газа на больших глубинах и условиях их нахождения постоянно уточняются благодаря возрастанию степени геологической изученности малых, средних и больших глубин. Нефтегазоносность глубоких горизонтов промежуточного комплекса изучена к настоящему времени единичными параметрическими скважинами и недостаточно. Стратиграфический диапазон промежуточного структурного комплекса окончательно не установлен [1]. Для глубокопогруженной зоны (более 4,5 км) в целом по Западной Сибири, в которую входят кроме отложений промежуточного комплекса и мощные терригенные толщи нижней юры, верхнего и среднего триаса, соотношение основных типов пород меняется: терригенные породы составляют 76 %, карбонатные 24 % [2]. Можно предположить, что карбонатные отложения палеозоя представляют несомненный интерес с точки зрения поисков в них залежей нефти и газа. Это подтверждается многочисленными нефтегазопроявлениями и наличием залежей промышленного значения в широком стратиграфическом диапазоне — от силура до триаса включительно. Значительная рассредоточенность по площади известных нефтегазопоявлений в промежуточном комплексе, приуроченность их к отложениям различного литологического состава и широкому стратиграфическому диапазону — все это представляет интерес для проведения исследований с целью выявления зон улучшенных коллекторов юго-восточной части Западной Сибири.

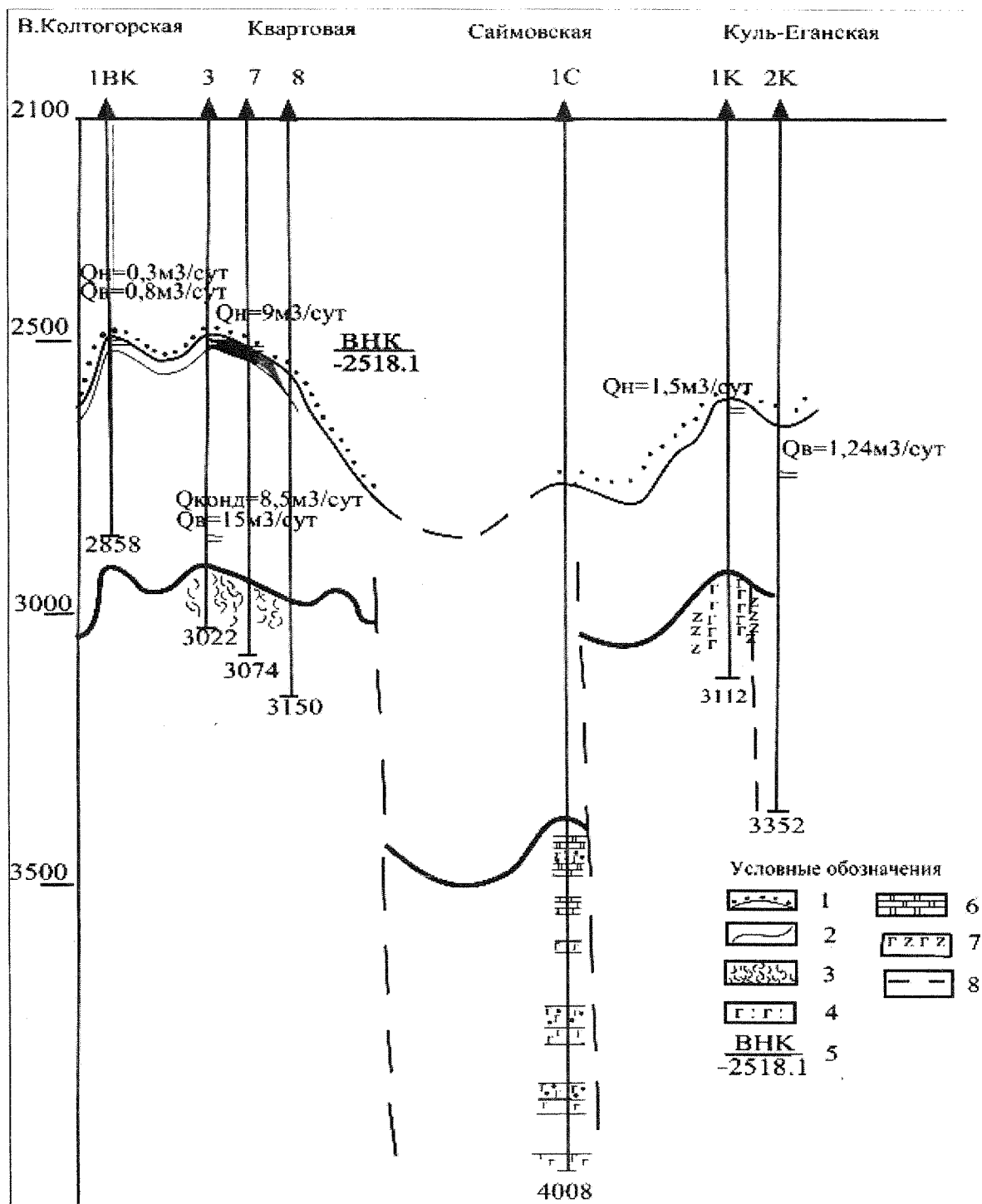
В данной работе использован системный подход для прогнозирования нефтегазоносности глубокопогруженных толщ на территории Западной Сибири. Исследованы основные критерии для прогнозирования нефтегазоносности при поисках нефти и газа, и сохранности сформировавшихся залежей.

Применимость системного подхода к оценке промышленной нефтегазоносности глубокопогруженных толщ на территории Западной Сибири подтверждается стратиграфическими исследованиями. Значительную, а нередко и основную часть разреза глубокопогруженных толщ составляют образования низов осадочного покрова, выделяемые в самостоятельный, промежуточный комплекс между фундаментом и осадочным платформенным чехлом, что характерно для Саймовской площади. Промежуточный комплекс сложен палеозойскими отложениями и осадками нижнего триаса. Верхняя, или ортоплатформенная часть чехла сложена мезозойскими и кайнозойскими отложениями, которые несогласно залегают на переходном комплексе. Ортоплатформенная часть чехла обнаруживает увеличение мощности к северу за счет появления в разрезе среднего и верхнего отделов триаса, в связи, с чем подошва этой части чехла погружается на севере плиты до 7–8 км. Объем осадков промежуточного комплекса в глубокопогруженной зоне в целом по Западной Сибири достигает 2,4 млн км<sup>3</sup>, тогда как объем отложений ортоплатформенного чехла в этой зоне составляет лишь 1,3 млн км<sup>3</sup>.

На Саймовской площади в скважине №1 вскрытая толщина отложений промежуточного комплекса составляет 544 м (рис. 1). В северном и восточном направлениях этот комплекс выклинивается на образования палеозойского фундамента.

Мощность этого комплекса по данным сейсморазведки в южной и юго-восточных частях плиты составляет 1,5–5,0 км. Значительный объем осадков промежуточного комплекса увеличивает возможность выявления большого количества зон коллекторов.

На больших глубинах господствуют в основном высокие пластовые давления. В сфере гидростатического напора они характеризуются градиентами 10–11 Па/м, а в аномальных условиях более 20 Па/м. Нередко градиент в таких случаях оказывается равным геостатическому (22,6 Па/м) и даже превышает его.



**Рис. 1.** Схематический геологический профиль по линии площадей Верхне-Колтогорская — Квартовая — Саймовская — Куль-Еганская: 1 — битуминозные аргиллиты; 2 — подошва осадочного чехла; 3 — туфогравелит, туфобрекчия; 4 — туф базальтовый; 5 — водонефтяной контакт; 6 — карбонатные породы; 7 — габбро-диабазы; 8 — тектонические нарушения

В глубоких горизонтах температура обычно превышает 100 °С, отложения находятся в зоне перегретых вод, нижняя граница которой близка к изотерме 374 °С — критической температуре пресной воды на глубинах 15–20 км. С ростом глубины температура возрастает с интенсивностью, определяемой значением геотермического градиента, который в свою очередь зависит от теплового потока и теплопроводности горных пород.

Максимальные и минимальные значения градиента температуры колеблются в широких пределах и составляют соответственно 4 и 1 °С на 100 м [2].

В последнее время установлена зависимость между геотермическим градиентом и глубиной погружения фундамента в областях молодых платформ: чем больше погружение, тем меньше геотермический градиент [2].

Глубина начала процессов образования углеводородов нефтяного ряда из захороняемого в осадке органического вещества и первичной миграции их из нефтегазопроизводящих толщ в коллекторы в значительной мере контролировалась палеогеотермическими параметрами бассейна седиментации. В различных частях даже единого бассейна седиментации, которые характеризовались разными показателями интенсивности теплового потока и палеогеотермического градиента, процессы нефтегазообразования и первичной миграции нефтяных УВ в коллекторы протекали на различной глубине. В бассейнах седиментации со слабым тепловым потоком палеогеологические условия были сравнительно менее благоприятными для развития процессов нефтеобразования и начальной (первичной) миграция нефтяных УВ из продуцирующих отложений в коллекторы [2]. Установлено, что во многих нефтегазоносных областях геотермические условия – одни из решающих факторов формирования вертикальной (глубинной) и площадной региональной геоструктурной зональностей размещения скоплений УВ, а также изменений их физических свойств в пространстве и разрезе.

На примере параметрической скважины № 1 Саймовской площади прослеживается закономерность изменения температуры с глубиной (табл. 1). Резкое повышение температуры на глубине 3740 м можно объяснить интенсивным воздействием на породу химических процессов.

Важную роль в увеличении фильтрационно-емкостных характеристик осадочных пород на больших глубинах в условиях неравномерно напряженного состояния толщ играют процессы разуплотнения [3], сопровождающиеся интенсивными процессами растворения и выщелачивания: (Урманская, Южно-Фестивальная площадь Томской области). Аналогичные процессы, по материалам ОАО "Томскнефтегазгеология", проявляются в образцах керна и на Саймовской площади.

**Таблица 1.** Закономерность изменения температуры с увеличением глубины

Глубина, м	Температура, °С	Глубина, м	Температура, °С
2840	98	3740	136
3461	108	3766	118
3610	109	3829	122
3672	115	3891	123
3698	117	3961	124

Анализ кернового материала, полученного из параметрической скважины № 1 Саймовской площади, (интервал отбора 3494 м и ниже) дает основание считать ниже-средне-триасовые отложения потенциальным коллектором. Для этой зоны характерны туфогенно-карбонатные, разнотекстурные, брекчиевидные породы зеленовато-серого цвета. Туф базальтов определяется как зеленовато-темно-серый, миндалекаменный, трещиноватый, с зеркалами скольжения. Рифтовый комплекс представлен переслаивающимися между собой лавами, лавобрекчиями, туфами и пластовыми интрузиями основного состава. Мощность отдельных лавовых покровов колеблется от 5 до 50 м, изредка достигает 100 м. Покровы разделены тонкими пластами туфов мощностью 3–35 м. В интервале 3527–3627 м выявлены известково-туфогенные и кремнисто-карбонатные с прослоями туфогравелита и туфоалевролита породы. Ниже 3660 м залегают темно-серые базальты с зеленоватым оттенком, присутствует плагиоклазовый андезитовый порфирит. Перечисленные выше породы сильно изменены. В них хорошо сохранились только первичные структуры и текстуры, в то время как минеральный состав изменился вплоть до полного замещения вторичными минералами, и только в пластовых интрузиях еще встречаются участки, где сохранился первичный минеральный состав. Так, на глубинах 3688–3719 м наблюдается неизменный плагиоклаз, а в интервале 3801–3960 м – титаноавгит буровато-фиолетового цвета. В основном это уже интенсивно измененные породы с совершенно иным химическим и минеральным составом. Изменение первичных минералов выражается, в первую очередь, наблюдающимися процессами: замещения, растворения, выщелачивания, что приводит к образованию дополнительного емкостно-пустотного пространства.

Таким образом, породы в зоне рифта подверглись значительным вторичным процессам, что привело к их полному химическому и минеральному изменению. Судя по ассоциации вторичных минералов, они обусловлены низкотемпературными гидротермальными растворами, насыщенными диоксидом углерода  $\text{CO}_2$ , сероводородом  $\text{H}_2\text{S}$ , хлором  $\text{Cl}$  и др. Сильно развитые процессы карбонатизации, окварцевания, хлоритизации, оталькования и другие указывают на большую подвижность и частичный привнос щелочей  $\text{Mg}$ ,  $\text{Ca}$ ,  $\text{Fe}$ ,  $\text{Si}$ ,  $\text{Al}$  и конечно, большого количества термальных вод.

Представленные выше описания кернового материала использовались нами при построении схематического геологического профиля по линии площадей: Верхне-Колтогорская – Квартовая – Саймовская – Куль-Еганская. Наиболее погруженная часть Колтогорского прогиба сложена триасовым комплексом, который встречается и на других площадях. Вверх по склону Нижневартовского свода и с востока Александровского мегавала получены притоки нефти (рис. 1). На Квартовой площади в скважине № 7 из песчаного пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> дебит нефти составил 9 м<sup>3</sup>/сут, в остальных скважинах этой площади нефть не обнаружена. На Куль-Еганской площади в скважине № 1, пробуренной в западной присводовой части структуры получен незначительный приток нефти с дебитом 1,5 м<sup>3</sup>/сут.

Приколтогорский взрез, как поисковый объект, выявлен на юго-восточном глубокопогруженном склоне Нижневартовского свода, представляет собой неантиклинальную ловушку, сложенную песчаниками триас-нижнеюрского возраста (мощность 70–80 м). При поисково-разведочных работах на этом объекте с глубины 3290–3308 м получен непромышленный приток нефти, что свидетельствует о нефтеперспективности отложений нижней части осадочного чехла и промежуточного комплекса. Анализ кернового материала подтверждает низкие значения емкостно-фильтрационных свойств терригенных коллекторов подошвы ортоплатформенного комплекса. Температура на глубине 3280 м – 115 °С, что соответствует температуре на глубине 3672 м в скважине № 1 Саймовской площади. В зоне региональных нарушений и в приразломных зонах породы имеют весьма низкие коллекторские свойства. При удалении от разломов за счет тектонических трещин незаполненных минеральным веществом происходит значительное увеличение проницаемости пород (как по вертикали, так и по горизонтали).

Критерии нефтегазоносности, рассмотренные нами, благоприятны для нефтеобразования и на Саймовской площади. Отсутствие прямых признаков нефтегазоносности можно объяснить сложностью геологического строения отложений промежуточного комплекса, для которого поисковые критерии, применяемые к отложениям платформенного чехла, не приемлемы.

При прогнозировании нефтегазоносности недр изучаемой территории наряду с факторами, определяющими возможность образования зон нефтегазонакопления, совершенно необходимо учитывать факторы, контролирующие их сохранность. К числу их относятся прежде всего направленность и режим тектонических движений и характер их изменений в пространстве и во времени. Разрушение скоплений УВ особенно интенсивно происходит в фазы развития восходящих вертикально колебательных движений. Последние часто сопровождаются развитием дизъюнктивных нарушений, которые могут вызвать усиление движения трещинных вод и активизацию внерезервуарной фильтрации УВ по системе вновь образовавшихся трещин или при раскрытии существовавших нарушений.

Наиболее благоприятное условие для сохранности скоплений нефти и газа глубоко-погруженных толщ является преимущественное развитие устойчивого погружения территории, сопровождающееся накоплением мощных слоев осадочных образований, что характерно для Саймовской площади (544 м). Термобарические условия и отсутствие водообмена для этой зоны благоприятны для нефтегазонакопления [4]. В совокупности с наличием зональных покровов, таких например как тогурская пачка, значительной толщиной осадков и хороших фильтрационно-емкостных свойств, промежуточный комплекс можно рассматривать в качестве нового нефтегазопромыслового объекта.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты /Под ред. В.С.Суркова – М.: Недра, 1986, – 149 с.
2. Условия нефтегазообразования на больших глубинах./Под редакцией В.В.Семенович, С.Г.Неручева, О.К.Баженовой. – М.: Наука, 1988, – 200 с.
3. Прогноз и оценка нефтегазоносности недр на больших глубинах./Под редакцией С.Н.Симакова. – Л. Недра, 1986, – 245 с.
4. Сиротенко Л.В., Сиротенко О.И.// Геология нефти и газа. – 2001. – № 5. – С. 13–15.

УДК 550.83

### ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ВВОДА В РАЗРАБОТКУ МАЛЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, НА ПРИМЕРЕ СТОЛБОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Г.Ф. ИЛЬИНА

*Рассмотрены геологическое строение, характеристики неоднородности продуктивных пластов Столбового месторождения, на основании которых сделаны выводы: а) нефтяные залежи в меловых и юрских отложениях рассматривать как один объект разработки; б) большая площадь и малые значения средних нефтенасыщенных толщин не позволяют расположить эксплуатационные скважины по равномерной сетке.*

Столбовое месторождение приурочено к одноименному локальному поднятию расположенному в восточной части Катыльгинского куполовидного поднятия, осложняющего северо-восточную часть Каймысовского свода.

Согласно структурно-тектоническому районированию мезозойско-кайнозойского чехла Западно-Сибирской плиты [3]. Столбовое месторождение нефти расположено в северо-восточной части Каймысовского свода – крупной положительной тектонической структуры I порядка юго-восточной части плиты. По палеозойскому складчатому фундаменту своду соответствует южная часть Верхневасюганского антиклинория – крупной структуры складчатой системы герцинид [4], северо-восточная часть Каймысовского свода в плане соответствует зоне сочленения Верхневасюганского, Нижневартовского антиклинорий и зоны Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта.

Месторождение расположено в восточной части Катыльгинского куполовидного поднятия, осложняющего северо-восточную часть Каймысовского свода. По горизонту На (подошва баженовской свиты) Столбовое месторождение приурочено к нескольким локальным поднятиям: Столбовому, Лобному, Северо-Столбовому и Новоозерному [2]. На-