

**СЕКЦИЯ «ГЕОЛОГИЯ»****ПОДСЕКЦИЯ «ГЕОЛОГИЯ И ГЕОХИМИЯ  
ГОРЮЧИХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ»****Особенности геологического строения газоконденсатного месторождения Шах-Дениз (Азербайджан)***Апаркина Татьяна Алексеевна**МГУ им. М.В.Ломоносова, геологический факультет, Москва, Россия*

В настоящее время является актуальным увеличение разведки месторождений нефти и газа. Большое значение в прогнозировании размеров, запасов и перспектив месторождений играет геологическая информация.

С другой стороны, изучение геологического строения месторождения Шах-Дениз представляет научный интерес в связи с тем, что в литературе имеется мало информации об особенностях его структуры. Поэтому сбор, обобщение и систематизация данных по этому месторождению с целью уточнения прогноза нефтегазоносности очень важны.

Поэтому целью работы является исследование особенностей геологического строения газоконденсатного месторождения Шах-Дениз.

Площадь Шах-дениз расположена в Азербайджанской Республике, в азербайджанском районе Каспийского моря, в 55 км к юго-востоку от г.Баку. Этот район относится к центральному Апшерону, входящим в состав Южно-Каспийской впадины. Основным нефтегазоносным комплексом региона, содержащим более 90% всех его запасов, является среднеплиоценовый терригенный комплекс (продуктивная или красноцветная толща). Небольшое количество залежей выявлено также в верхнеплиоценовых (апшеронский и ачкагыльский ярусы), миоценовых и олигоценовых (майкопская свита, чокракский и караганский горизонты) отложениях. Нефтегазопроявления (как на поверхности, так и в скважинах) известны в юрских и меловых отложениях. Площадь месторождения делится на пять крупных блоков: центральный, северный, восточный, южный, западный.

Газоконденсатное месторождение Шах-Дениз открыто в 1999 году разведочной скважиной I. Скважина I – первооткрывательница месторождения вскрыла три интервала, содержащих газ и конденсат: Балаханы VIII, СП2, СП3 (Балаханы X, св.Фасила).

Шах-Дениз представляет собой вытянутую сундукообразную структуру, северо-восточного простирания, предположительно сформировавшуюся в период позднего Плиоцена и продолжавшую формироваться в течение Четвертичного периода. Высота структуры составляет около двух километров.

На структуре имеется несколько грязевых вулканов, самый крупный из которых расположен в северной части.

Углы падения пластов на верхних стратиграфических горизонтах равны 3-5° и постепенно возрастают с глубиной до 11°.

Залежи газа приурочены к ловушкам пластово-сводового типа.

Режим пластового давления на месторождении сложен. Аномально высокое пластовое давление наблюдается на уровне коллекторов, в перекрывающих и промежуточных пластах.

Пластовый флюид является относительно сухим газоконденсатом с давлением конденсации близким к начальному пластовому. Жидкая фаза представляет собой парафинированный конденсат.

**Перспективы угленосности Верхне-Алькатваамского месторождения  
(Беринговский угольный бассейн)**

***Брусенцов Артур Александрович***

*студент*

*Южный федеральный университет, геолого-географический факультет, г. Ростов-на-Дону, Россия*

*E-mail: brusan86@gmail.com*

Беринговский каменноугольный бассейн (Чукотский автономный округ) имеет большие перспективы, так как местный уголь можно использовать не только в энергетике. На Верхне-Алькатваамском месторождении установлена возможность выявления углей, пригодных для коксования. Вовлечение в эксплуатацию таких месторождений позволит обеспечить весь Дальневосточный экономический район высококачественным коксующимся сырьем, а также вести экспорт коксующихся углей.

Целью данной работы является обобщение результатов аналитических исследований образцов угля, которые были собраны автором в ходе поисковых работ масштаба 1:50000 в 2007 году на Верхне-Алькатваамском месторождении (участок Левобережный). Исследовательская работа опирается на большой объем аналитических работ, проведенных ранее, и направлена на уточнение ранее полученных результатов с целью всесторонней характеристики качества, петрографического и химического составов (в частности, содержания редких и редкоземельных элементов) углей.

Угленосность в целом достаточно высока и тяготеет к верхней части разреза среднечукотской подсвиты. Всего отмечено четыре пласта, имеющих промышленную ценность, причем автором установлен мощный верхний пласт (10-15 м). Всего на месторождении установлено от 2-3 до 10-12 пластов рабочей мощности (от 1 до 10 м).

Личными полевыми наблюдениями автора установлено, что в пределах месторождения наибольшим распространением пользуются полублестящие угли — черные; хрупкие; излом, основном — угловатый, ступенчатый, иногда — раковистый; отдельность плитчатая, призматическая; структура — всегда неоднородная: неотчетливо-штриховатая, грубо-полосчатая (Структура обусловлена присутствием блестящего витрена в полублестящей основе угля и в меньшей степени матового фюзена.); текстура — массивная, редко — слоистая; угли сильнотрещиноватые.

Все угли — гумусовые, по петрографическим признакам, в соответствии с классификацией [Вальц и др., 1968; Петрография..., 1982], относятся к классу гелитолитов, к типу гелитов. Уголь жирный, мало-среднезольный [Фандюшкин, 1983].

Таким образом, в результате проведенных поисковых работ и выявления автором мощного угольного пласта подтверждена высокая перспективность участка Левобережного на постановку оценочных работ на уголь (и в дальнейшем — выделение участка под строительство угольного разреза). Однако, необходимо дальнейшее проведение лабораторных, в том числе технологических и петрографических, исследований.

**Литература:**

1. Вальц И.Э., Гинзбург А.И., Крылова Н.М., Волкова И.Б. Основные принципы вещественно-петрографической классификации углей // Химия твёрдого топлива. 1968. №3. С. 9-21.
2. Петрография углей СССР. Основы петрографии углей и методы углепетрографических исследований. Л.: Недра, 1982. 192 с.
3. Фандюшкин Г.А. Геологический отчет по теме: «Геолого-промышленная карта Беринговского каменноугольного бассейна». Пос. Угольные копи, 1983. 312 с.

## Использование функции Леверетта для определения насыщенности пород над уровнем свободной воды.

**Бюрчиева Байрта Владимировна**

*студентка*

*Московский государственный университет им. М.В.Ломоносова, геологический факультет, Москва, Россия*

*E-mail: bairtabyurchieva@inbox.ru*

Для построения модели месторождения необходимо проводить расчеты коэффициентов насыщенности пород на разных высотах над уровнем свободной воды. Такой расчет можно проводить, используя зависимость безразмерной  $J$  - функции Леверетта от коэффициента водонасыщенности.

$J$  - функция Леверетта позволяет обобщить значения капиллярного давления по пробам с различными значениями пористости и проницаемости.

$$J = \frac{3,183 P_c \sqrt{K / \Phi}}{\gamma \cos \theta},$$

где  $P_c$  - капиллярное давление (атм);

$K$  - проницаемость (мД);

$\Phi$  - пористость (доли ед.);

$\gamma$  - поверхностное натяжение УВ/пластовая вода (дин/см);

$\theta$  - угол смачиваемости (град.) [1, 2].

Выделив литотипы пород и построив  $J$  – функцию, получаем ее зависимость от водонасыщенности для каждого литотипа.

Объектом изучения являлся пласт  $Ю_1^2$  васюганской свиты Казанского месторождения Западной Сибири.

Комплекс прибрежно-морских и континентальных образований кимеридж – оксфордского возраста (васюганская и георгиевская свиты) формировался в позднеюрскую эпоху в юго-восточных областях Западно-Сибирской плиты. Васюганская свита характеризуется наличием макро- и микронеоднородностей как по латерали, так и по вертикали.

Исследования проводились по данным анализа представительной коллекции керн. В ходе исследования для пласта  $Ю_1^2$  выделено пять литотипов, которые характеризуются различными значениями пористости и проницаемости и имеют различные зависимости  $J$  - функций от водонасыщенности.

По комплексу ГИС в разрезах скважин было проведено литологическое расчленение, рассчитан коэффициент пористости, коэффициент эффективной пористости и коэффициент проницаемости. Зная положение литотипа над уровнем свободной воды, рассчитываем значение капиллярного давления.

Используя формулу 
$$P_c = \frac{h}{0,098 \times (\rho_w - \rho_{hc})},$$

где  $\rho_w$  - плотность пластовой воды (г/см<sup>3</sup>);

$\rho_{hc}$  – плотность флюида (г/см<sup>3</sup>);

0,098 – градиент давления пресной воды (атм/м);

$h$  – высота над уровнем свободной воды (м);

$P_c$  - капиллярное давление (атм),

получаем связь  $J$  – функции и водонасыщенности. По зависимости коэффициента водонасыщенности от высоты над уровнем свободной воды для различных литотипов, можно судить о насыщении пород.

### Литература

1. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. М., Недра, 1971, С. 29-33.
2. Гудок Н.С., Богданович Н.Н., Мартынов В.Г. Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород. М., ООО “Недра-Бизнесцентр”, 2007, 592с.

## Особенности структуры пустотного пространства пород-коллекторов бобриковских нефтеносных отложений Пионерского месторождения

*Гафурова Алсу Вазыховна*

*студентка*

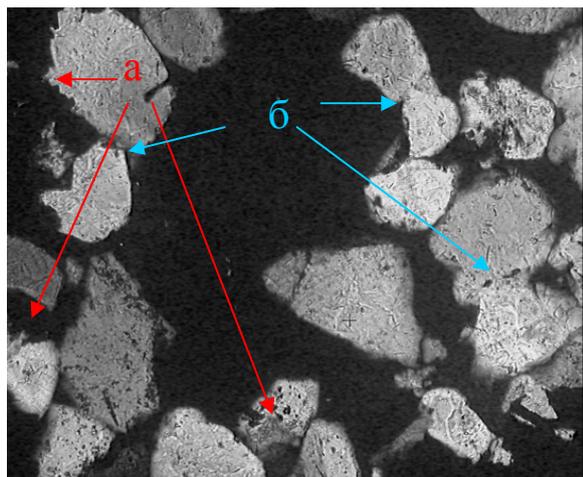
*Казанский государственный университет им. В.И. Ульянова - Ленина, Казань, Россия*

*E-mail: alsugafurova@yandex.ru*

Пионерское месторождение нефти расположено на восточном борту Мелекесской впадины (Татарстан). Основными объектами добычи нефти являются залежи в верейских, тульских, бобриковских и турнейских отложениях [1]. Эффективность разработки этих продуктивных горизонтов зависит от учёта особенностей структуры пустотного пространства коллекторов.

В настоящей работе исследуется поровое пространство пород-коллекторов бобриковских отложений. Нефтеносные горизонты бобриковских отложений представлены мелко-тонкозернистыми слабо алевритистыми кварцевыми песчаниками. В пределах нефтяной залежи часть зерен кварца несет следы коррозии, часть – регенерации.

На основании оптико-микроскопических исследований можно выявить два фактора, определяющие структуру пустотного пространства: фактор укладки зерен в процессе седиментации, а также фактор регенерации и тесного срастания зерен в процессах катагенеза и диагенеза. Выделяются два типа пустот. Первый тип пустот



имеет полигональную или неправильную форму, при этом межзерновое пространство часто осложняется коррозией кварцевых зерен (**фото-а**). Второй тип пустот характеризуется большой извилистостью очертаний и повышенной связностью поровых каналов. Каналы оконтуривают участки матрицы коллектора, в которой зерна вследствие катагенеза плотно срослись. В основном срастанию подвергаются кварцевые зерна (**фото-б**). Такие особенности эпигенетического преобразования осадка сказываются на фильтрационных свойствах пород и

существенно меняют структуру поровых каналов [2]. Сохранившиеся в сростках кварцевых зерен реликты пор от неполной перекристаллизации формируют не извлекаемые запасы. Наиболее перспективными являются межкластерные каналы, которые, несмотря на высокую извилистость, характеризуются повышенной связностью. Проницаемость таких песчаников составляет от 100 до 400 миллидарси, что обеспечивает хорошие притоки даже вязкой нефти..

### Литература

1. Губарева В.С. Каменноугольная система. – В книге Геология Татарстана: Стратиграфия и тектоника. - М.: ГЕОС, 2003.- С.103-125.
2. Рухин Л.Б. Основы литологии. - Госгеолтехиздат, 1960.

## Оптико-микроскопические особенности и эпигенетические преобразования пород верхнеказанского подъяруса Мелекесской впадины

*Губаева Флорида Рашитовна*

*студент*

*Казанский государственный университет им. В.И.Ульянова-Ленина, Казань, Россия*

Объектом исследования является керн, отобранный из верхнеуслонских битумовмещающих слоев верхнеказанского подъяруса (пласты 05-01 скв. №7007 Курналинской площади Мелекесской впадины). Основная задача работы – анализ петрографического состава, структуры пустотно-порового пространства и эпигенетических преобразований пород.

Выделение пластов 05-01 основано на закономерном развитии бассейна осадконакопления (чередование морского и лагунного режимов осадконакопления), представленным исключительно сложным, фациально-изменчивым типом пород. Терригенные образования представлены песчаниками граувакковыми, мелкозернистыми, алевритистыми, известковыми (рис.1А). Обломочные компоненты (60-65%) размером 0,05-0,25 мм представлены обломками кремнистых пород, зернами кварца, плагиоклаза, единичными чешуйками мусковита и обломками эффузивных пород. Обломочные компоненты сцементированы кальцитовым цементом (35-40%), базального типа выполнения, по структуре неравномернoзернистый (размеры кальцитовых зерен от 0,01 до 0,1 мм). Аутигенные минералы представлены агрегатами халцедона и пирита. Халцедон образует оторочки по краям кремнистых и эффузивных обломков. Агрегаты пирита образуют изометричные выделения, метасоматически развивающиеся по карбонатному цементу. Карбонатные породы представлены большей частью доломитами. По данным оптико-микроскопических исследований текстура однородная, участками пятнистая и слоистая, что обусловлено неравномерным замещением доломита вторичным кальцитом. Вторичный кальцит образует горизонтально-вытянутые слойки, линзочки, гнезда. Порода содержит до 5% пустотного пространства, представленного щелевидными кавернами. В исходной породе наблюдаются изометричные включения гипсовых агрегатов (рис.1В), часть из которых замещена аутигенным кальцитом, пиритом. Подобные реакции замещения, как правило, происходят в результате сложного взаимодействия сульфатных минералов с углеводородами при участии бактерий [1]. На основе проведенных исследований можно сказать, что структура порового пространства обусловлена составом цемента и типом цементации пород, степенью вторичных преобразований. Наличие серосодержащих минералов, кальцита свидетельствует о фильтрации через эти породы углеводородов и влиянии на них битумных залежей.



А



В

Рис.1. Фото шлифов (длина поля 35 мм): А – песчаник; В – доломит с гипсовыми агрегатами.

### Литература

1. Сахибгареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. – Л.: Недра, 1989.

## **Ловушки неантиклинального типа верхней части неокома на примере Западно-Сибирского бассейна**

***Ершов Алексей Валентинович***

*Студент магистрант*

*Московский Государственный Университет им. М.В. Ломоносова, Москва, Россия*

*E-mail: redline-geol@ya.ru*

Западная Сибирь является кладью природных ресурсов и сырьевой базой всей России. Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн (ЗСНБ) на настоящий момент истощен по разным данным на 50-70%.

В связи с истощением основного фонда антиклинальных структур дальнейшие поисково-разведочные работы на нефть и газ будут направлены на сложные объекты, такие как неантиклинальные ловушки (НАЛ) и объекты находящиеся на большой глубине.

Рассматривается месторождение углеводородов находится в ЗСНБ. В геологическом строении данного месторождения участвуют разновозрастные породы, в их числе песчано-глинистые отложения мезозойско-кайнозойского осадочного чехла и консолидированные породы доюрского фундамента.

На месторождение выявлено большое количество залежей нефти и газа, которые связаны со среднеюрским, позднеюрским, ачимовским комплексами. Преимущественно это структурные антиклинальные ловушки.

Для разработки модели геологического строения месторождения проведено изучение разрезов 127 разведочных и более 2000 эксплуатационных скважин.

Наличие НАЛ доказано отдельными скважинами в неокоме, т. е. это наш целевой объект на поиски нефти и газа.

Неоком состоит из берриасского, валанжинского, готеривского и барремского яруса нижнего мела. Неокомский комплекс имеет сложное клиноформенное строение. НАЛ здесь связаны с приустьевыми валами, барами и дельтами.

В моем докладе будут рассмотрены признаки НАЛ на сейсмических разрезах данной площади.

Из всего вышеперечисленного можно сделать вывод, что выделение сложных объектов связанных с НАЛ могут стать резервом прироста запасов на многие годы вперед.

### **Литература**

1. Геология нефти и газа Западной Сибири // А.Э.Конторович, И.И.Нестеров, В.С. Сурков и др. - М.: Недра.- 1975.- 680 с.
2. Гурари Ф.Г. Строение и условия образования клиноформ неокомских отложений Западно-Сибирской плиты.-Новосибирск.-СНИИГГиМС.- 2003.

## Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности ванаварской свиты северо-восточного склона Камовского свода.

**Калабин Василий Викторович**

Студент 4 курса

Московский Государственный университет им. М.В.Ломоносова, геологический факультет, Москва, Россия.

E-mail: vasek@fds-net.ru

Камовский свод приурочен к южной части Байкитской антеклизы, которая расположена на юго-западной окраине Сибирской платформы. Свод оконтурен по итогам буровых и сейсморазведочных работ, по кровле отложений собинской свиты (вендская система) по стратоизогибсе 2 км, в этих границах его площадь составляет 43 тыс. км<sup>2</sup>, амплитуда до 200 м.

Ванаварская свита относится к непскому горизонту вендской системы, с резким угловым несогласием залегает на отложениях рифейской системы или кристаллического фундамента. Свита представлена в основном терригенными отложениями с подчиненным количеством карбонатов. Отложения свиты накапливались в условиях прибрежной аккумулятивной равнины, периодически затопляемой морем, и в более глубоких частях в условиях мелководного морского бассейна.

Ванаварская свита – основной продуктивный горизонт в пределах соседней Непско-Ботуобинской антеклизы, где в отложениях ванаварской (ее аналога непской) свиты открыто около десятка месторождений нефти и газа, в том числе такие крупные, как Верхнечонское, Собинское и другие.

Ванаварская свита – новое направление поиска месторождений нефти и газа в пределах Камовского свода, так ряд исследователей считают, что она отсутствует не только на самом своде, но и в Курейской синеклизе. При исследовании керна скважины Шушукская-1, расположенной на северо-восточном склоне Камовского свода бы установлено, наличие ванаварской свиты. Она представлена в основном песчаниками полевошпат-кверцевыми мелко-среднезернистыми, до гравелитов, с глинистым цементом. Мощность свиты 10 м, в ней выделяется коллектор мощностью 5 м с неплохими фильтрационно-емкостными свойствами: пористостью до 13%, проницаемостью до 24мД. Наличие неплохого коллектора дает возможности для нахождения залежей углеводородов. Необходимо искать ловушки связанные с антиклинальными складками и литологически экранированные. Последние могут иметь распространение на северо-восточных склонах Камовского свода. Как показывают данные сейсморазведки последних лет, при продвижении к наиболее приподнятым частям Камовского свода мощность вендских отложений сокращается. В первую очередь это происходит за счет нижних горизонтов, к каковым и относится ванаварская свита. При прогнозировании вендских терригенных резервуаров следует учитывать как палеогеографические условия накопления осадков (наилучшие коллекторы приурочены к седиментационным телам дельтового генезиса, конусам выноса и т.п.), так и особенности вторичных изменений. Уплотнение и вторичная цементация – одни из важных причин ухудшения коллекторских свойств ванаварской свиты на некоторых площадях Непско-Ботуобинской антеклизы.

### Литература

1. Геология нефти и газа Сибирской платформы/А.С.Анциферов, В.Е.Бакин, И.П.Варламов и др. Под ред. А.Э.Конторовича, В.С.Суркова, А.А.Трофимука. - М.: Недра, 1981.
2. Геолого-геохимические условия формирования нефтегазовых месторождений в древних толщах Восточной Сибири/ Под ред. Б.А.Соколова. - М.: Изд-во МГУ, 1989.
3. Непско-Ботуобинская антеклиза – новая перспективная область добычи нефти и газа на Востоке СССР/Анциферов А.С., Бакин В.Е., Воробьев В.Н. и др. – Новосибирск: Наука, 1986.

**Уточнение и оптимизация выработки запасов нефти тульского горизонта  
Зюзеевского месторождения Республики Татарстан**

**Камалетдинов Ильшат Салимзянович**

*студент*

*Казанский государственный университет им В.И.Ульянова-Ленина, геологический  
факультет, Казань, Россия.*

*E-mail: ilshat-Kamaletdinov@rambler.ru*

Зюзеевское нефтяное месторождение относится к категории месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, с высоковязкими, высокосмолистыми, парафинистыми нефтями. Высокая вязкость нефти влияет на эффективность разработки залежей и заставляет искать технологии, которые позволили бы в какой-то степени устранить негативное влияние этого фактора.

В последние годы при разработке аналогичных нефтяных месторождений широкое распространение получили горизонтальные технологии строительства скважин (бурение собственно горизонтальных скважин, а так же «зарезка» боковых горизонтальных стволов).

В представленной работе автором выполнено:

- уточнение геологического строения залежи тульского горизонта;
- анализ выработки запасов нефти пласта;
- прогнозирование технологического эффекта от бурения горизонтальных скважин.

На рассматриваемом участке заложения горизонтальных скважин лабораторные значения пористости песчаников изменяются от 18.2 до 29.5 %, составляя в среднем 23.1 %, а проницаемость –  $21.5 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Тип коллектора поровый. Нефтенасыщенная толщина колеблется от 0.7 до 7.2 м (в среднем 3.5 м). Горизонтальная часть в проектируемых скважинах находится на достаточном удалении от контура нефтеносности, что позволит избежать прорыва воды. На этом основании можно сделать вывод о том, что бурение горизонтальных скважин на данном участке залежи целесообразно.

На тульскую залежь работают 11 добывающих скважин. Среднесуточный дебит составляет 8.39 т/сут., обводненность продукции – 12.2%. Текущий КИН – 0.044. Накопленная добыча по тульской залежи составляет 114 446 тонн нефти, что составляет 11.31% от начальных извлекаемых запасов.

Проектную скважину 2007"г", рекомендуется заложить между скважинами №№ 944 и 2357 в непосредственной близости от последней. Направление горизонтального ствола выбрано в сторону увеличения нефтенасыщенной толщины по направлению изопахиты 4 м. Вторую проектную скважину 2008"г", рекомендуется заложить между скважинами №№ 2365 и 945 так же в сторону увеличения нефтенасыщенной толщины.

Автором была рассчитана технологическая эффективность бурения проектных скважин на объекте исследования по упрощенной методике прогнозирования технологического эффекта от бурения ГС, созданной Р. Абдулмазитовым по результатам проведенного анализа данных фактической эксплуатации горизонтальных скважин, которая составила:

- по скважине 2007"г" 15.75 т/сут.
- по скважине 2008"г" 20.76 т/сут.

### Литература

1. Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения проектирование, оптимизация и оценка эффективности. Учебное пособие / Муслимов Р.Х. - Казань: Издательство «Фэн» Академии наук РТ, 2005 – 688 с.
2. Абзяппаров А. В. Авторский надзор за разработкой нефтяного месторождения ОАО «Татнефтепром - Зюзеевнефть», Бугульма, 2006 г. – 21с.

## Новый тип объектов поиска нефти и газа в ниже-среднеюрских отложениях на территории Томской области

*Мещерякова Елена Львовна, Онучин Сергей Владимирович*

*студентка, студент*

*Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

*E-mail: Lena06061986@yandex.ru*

В Западной Сибири в 70-е годы прошлого столетия впервые установлена промышленная нефтегазоносность ниже-среднеюрских континентальных отложений (шеркалинская свита на Краснотомском своде), что значительно повысило интерес к этому осадочному комплексу и на территории Томской области.

Впервые на территории Томской области этот новый тип объекта поиска нефти и газа выявлен сейсморазведочными работами МОГТ в 1984 году (Шатова А. С., Камынина Л. И, сп 1,13 /83-84 ) в пределах юго-восточного склона Нижнеартовского свода.

Здесь в межструктурной, депрессионной зоне между Матюшкинским, Квартовым и Кедровым поднятиями доюрского фундамента по геолого-геофизическим данным выделена перспективная зона (Приколтогорский врез) для поиска таких отложений и связанных с ними неантиклинальных ловушек в песчаных фациях палеорек и других понижениях палеорельефа. На Приколтогорском врезе, в результате бурения трех параметрических скважин, в отложениях нижеюрского возраста (пласт Ю<sub>17</sub>) открыты две непромышленные залежи.

Разрез нижеюрских отложений на Приколтогорской площади имеет сложное тектоническое строение. В нижней части разреза скважины №2 непосредственно на отложениях фундамента выделен маломощный (4 м) пласт песчаников с хорошими коллекторскими свойствами, над ним залегает мощная (55 м) пачка аномально низкоскоростных глин, в которой нижний слой мощностью 5 м представлен достаточно плотными породами, являющимися хорошей крышкой. Эти два пласта образуют систему «коллектор-крышка», благоприятную для формирования залежей. В песчаном пласте Ю<sub>17</sub> при испытании получены непромышленные притоки высоко парафинистой нефти.

Также на территории Томской области выявлено несколько перспективных площадей, где возможны поиски аналогичных неантиклинальных ловушек – врезов.

Одна из наиболее крупных отрицательных структур, входящая в восточную цепочку Проточных поднятий, - Андреевская НАЛ, находящаяся на территории Александровского НГР. Андреевской НАЛ в магнитном поле соответствует интенсивная положительная аномалия, причем абсолютные значения ее приближаются к значениям поля в наиболее погруженных частях Колтогорского мегапрогиба. Это свидетельствует в пользу того, что Андреевская НАЛ тектонически, а, следовательно, и по строению близка к Приколтогорской НАЛ. Таким образом, рассматриваемая территория требует дополнительного изучения для уточнения геологического строения и оценки перспектив ее нефтегазоносности.

В результате можно сделать вывод о том, что на глубокопогруженных склонах структур 1 порядка сейсморазведочными работами и глубоким бурением картируются депрессионные зоны развития ниже- и среднеюрских отложений, с которыми связаны песчано-алевролитовые пласты, благоприятные для формирования в них ловушек нефти и газа. Особенно перспективны такие ловушки на крутых склонах палеовыступов с заливообразной формой.

### Литература:

1. Егорова Л.И., Тищенко Г.И. Возможности прогнозирования песчаных тел верхнетриас-нижеюрско-ааленских отложений в связи с особенностями их формирования. Сб. СНИИГГиМС, Новосибирск, 1989 год.
2. Рудницкая Д.И. Разработка автоматизированной методики сейсмолитологического анализа юрских отложений Западно-Сибирской плиты с применением комплекса РЕАПАК (отчет 59/86-88), Новосибирск, 1988 год.

**Перспективы нефтегазоносности мезо-кайнозойских отложений Туапсинского и Западно-Кубанского прогибов**

**Никишин Валерий Анатольевич**

*Магистрант*

*Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, Москва, Россия*

*E-mail: nvaleriy@list.ru*

В настоящей работе сделана попытка оценить нефтегазоносность мезо-кайнозойских отложений, широко развитых в Туапсинском и Западно-Кубанском прогибах.

В основу работы был положен как фактический материал, так и результаты одномерного скважинного моделирования и двухмерного моделирования по профилю.

Фактический материал представляет собой результат летних полевых работ на СЗ Кавказе, в которых участвовал автор и выборка из литературных данных по изучаемому региону. В результате полевых работ получен материал, широко характеризующий мезо-кайнозойские отложения: отражательная способность витринита, степень преобразованности глинистых разностей, литологический состав и т.д. На основе всего вышеперечисленного была сделана попытка оценить условия накопления отложений, нефтематеринский потенциал и степень преобразованности отложений.

Для одномерного моделирования использовался программный пакет "Sedim", для двухмерного программный пакет Basin2. Были промоделированы 2 скважины: одна реальная скважина в Западно-Кубанском прогибе и одна псевдоскважина в Туапсинском прогибе.

Расположение скважин было выбрано таким образом, чтобы в них был представлен достаточно полный разрез мезо-кайнозойских отложений. Были рассчитаны история погружения, модель прогрева и нефтегазогенерации. Калибровка выполнялась на основании данных замеров показателя отражающей способности витринита в скважинах, пробуренных в пределах СЗ Кавказа.

Результаты моделирования позволили определить время максимальной скорости нефтегазогенерации каждой из нефтематеринских свит.

Двухмерное моделирование миграции флюидов по субмеридиональному профилю, пересекающему Туапсинский прогиб, позволило оценить направление потоков миграции УВ в моменты наивысшей скорости генерации.

**О пересчете запасов нефти малиновской залежи одного из месторождений нераспределенного фонда недр с учетом требований новой классификации**

**Ноженко Владимир Игоревич, Зарифьянова Людмила Наилевна**

*студенты V и III курсов*

*Пермский государственный университет, геологический факультет, Пермь, Россия*

*E-mail: poisk@psu.ru*

Целью работы является подсчет запасов нефти малиновской залежи одного из месторождений нераспределенного фонда недр Пермского края с учетом требований новой классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и газа.

Изученное месторождение расположено в восточной части Бымско-Кунгурской впадины и приурочено к Восточному поднятию, которое подготовлено к поисковому бурению в 1984 году структурным бурением в комплексе с сейсморазведкой методом МОВ по сакмарскому реперу ГКв. По поверхности репера ГКв подготовленная структура представляла собой брахиантиклинальную складку меридионального простирания размерами 6,25×2,0 км. В 1986-1990 гг. на подготовленной структуре проведено глубокое поисковое бурение, а в 1994 году – разведочные работы.

Всего на месторождении пробурено пять скважин, в том числе две поисковые и три разведочные, но промышленные притоки нефти получены только в трех скважинах № 200, 202 и 238. Промышленно нефтеносными оказались отложения башкирского яруса – пласт Бш и отложения радаевского горизонта визейского яруса – пласт Мл. В данной работе выполнен анализ геологического строения и подсчет запасов залежи нефти малиновской залежи нефти радаевского горизонта (пласт Мл).

Залежь нефти пласта Мл приурочена к брахиантиклинальной складке размерами 5×2,5 км, амплитудой 30 м. Залежь пластовая, сводовая, литологически ограниченная и литологически неоднородная. Размеры залежи 3,6×1,1 км, этаж нефтеносности 15 м. В продуктивной части пласта выделяется 2-3 проницаемых прослоя. Коллекторами являются песчаники и алевролиты. Коэффициент песчанистости составляет 0,26; коэффициент расчлененности 2,5. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина залежи 1,8 м. Водонефтяной контакт ВНК по залежи принят на абсолютной отметке минус 1785 м по подошве нефтенасыщенного пропластка в скважине № 238.

Согласно методическим рекомендациям по применению новой классификации запасов (2007 г.), к категории В отнесены участки залежи в квадратах со стороной 500 м в зоне дренирования трех скважин № 200, 202 и 238, в которых получены промышленные притоки нефти дебитом до 54,7 т/сут. За пределами площадей нефтеносности категории В выделены участки залежи с запасами категории С<sub>1</sub>. Поскольку расстояния за пределами площадей категории В не превышают 500 м, то площадь категории С<sub>1</sub> распространена до внешнего контура нефтеносности.

Площади нефтеносности и средние величины эффективной нефтенасыщенной толщины по категориям В и С<sub>1</sub> определены методом планиметрирования по карте нефтенасыщенных толщин.

Коэффициенты пористости, нефтенасыщенности, плотность нефти, пересчетный коэффициент и коэффициент нефтеизвлечения приняты по данным оперативного подсчета запасов 1997 года.

В результате переоценки по новой классификации изменился общий объем залежи по сумме категорий В+С<sub>1</sub> за счет уменьшения среднего значения нефтенасыщенной толщины с 1,8 м до 1,75 м, площадь нефтеносности практически не изменилась. В целом по сумме категорий В+С<sub>1</sub> извлекаемые запасы нефти уменьшились на 4 тыс. т (или на 2,8 %).

Научные руководители: доценты В.Г. Звездин, В.И. Набиуллин

## **Предварительная оценка нефтегазогенерационных возможностей мезозойских отложений Земли Франца Иосифа.**

**Норина Дарья Александровна, Кирюхина Надежда Михайловна**

*студентка, студентка*

*Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, Москва, Россия*

*E-mail: nordasha@yandex.ru, kirjuhina\_n@mail.ru*

В Баренцевом море в настоящее время ведутся активные региональные и поисковые нефтегеологические работы. В южной и западной его частях пробурено большинство скважин и открыты месторождения Мурманское, Северо-Кильдинское, Песчаноозерское с залежами газа в нижнетриасовых отложениях, Штокмановское, Ледовое, Лудловское с залежами газа и газоконденсата в юрских отложениях. В норвежском секторе открыто месторождение Снэвит, нефтегазоносность которого также связана с мезозойскими отложениями.

Северная и северо-восточная части Баренцева моря изучены слабо. Из-за отсутствия скважин в акватории и незначительного количества сейсмических данных основным методом изучения разреза является отбор и исследование образцов из обнажений на архипелагах Земля Франца Иосифа, Шпицберген и Северная Земля.

Целью данной работы являлась оценка нефтегазогенерационных возможностей мезозойских отложений Земли Франца Иосифа. Наши исследования базируются на изучении ~ 40 образцов из обнажений с островов Земля Вильчека, Грэм-Белл, Чамп, Грили и др., которые были предоставлены нам специалистами ВСЕГЕИ.

Были проведены макро- и микроскопические описания пород, их опробование методом люминесцентной битуминологии с целью отбора наиболее обогащенных ОБ пород, для которых мы определяли ТОС, генетический потенциал и тип ОБ методом Rock Eval, содержание битумоидов методом жидкостной экстракции в хлороформе, проводили разделение их на аналитические группы методом жидкостно-адсорбционной хроматографии и анализ алкановых и изопреноидных УВ состава C<sub>9</sub>-C<sub>36</sub> на газовом хроматографе «Perkin-Elmer».

Мезозойский разрез Земли Франца Иосифа сложен, преимущественно, глинами и, в меньшей степени, алевролитами и песчаниками. Среди нижнемеловых отложений встречаются базальты с трещинами и полостями, заполненными твердыми или вязкими битумами.

Содержание ОБ в исследованных образцах по Rock Eval - от 0,71 до 8,21%, что характеризует их как очень хорошие нефтегазоматеринские толщи. Но все они имеют относительно низкие значения водородного индекса (39-278 гУВ/гТОС). Анизийские образцы по этим параметрам могут быть отнесены к газоматеринским, а их высокая степень преобразования (T<sub>max</sub>=436-453°C) соответствует главной ГЗН. Верхнеюрские и нижнемеловые породы относятся к нефтегазоматеринским, но показывают достаточно низкую степень преобразования (T<sub>max</sub>=407-411°C) и еще не могут генерировать нефть.

Содержание битумоидов составляет сотые доли процента, причем битумоидный коэффициент (β<sub>хл</sub>) не превышает 4,4 (0,8-4,4) и является показателем слабого перемещения УВ внутри нефтематеринской толщи.

По данным хроматографии можно сделать вывод о достаточно близких типах исходного ОБ для триасовых и верхнеюрских отложений. Это смешанное сапропелево-гумусовое вещество с большой долей континентальной составляющей. Степень преобразования ОБ низкая, отмечается последовательное увеличение ее от меловых к триасовым отложениям.

### **Литература**

1. Грамберг И.С. (1988) Баренцевская шельфовая плита//Недра, т. 196;
2. Данюшевская А.И. (1995) Нефтегазопроизводящие толщи фанерозойских отложений арктических островов//Геохимия, №10, с.1495-1505.

## Гидрогеохимический показатель – основа контроля за разработкой нефтегазовых месторождений

*Онучин Сергей Владимирович, Мещерякова Елена Львовна*

*Студенты*

*Томский политехнический университет, Томск, Россия*

*E-mail: sergey\_onuchin@sibmail.com*

Целью работы, является анализ имеющейся геохимической информации по ряду месторождений (Арчинское, Урманское, Нижне-Табаганское, Калиновое, Северо-Калиновое, Герасимовское, Останинское), приуроченных к юго-восточной части Западно-Сибирской плиты, структуре I порядка - Нюрольской впадине. Рассматривается Герасимовское месторождение.

Располагая на сегодняшний день наиболее полной геохимической информацией по Герасимовскому месторождению, рассмотрен состав пластовых флюидов этого месторождения и дана оценка изменениям, произошедшим по истечении значительного времени со дня отбора первоначальных проб.

В литологическом отношении залежь УВ приурочена к карбонатным, глинисто-карбонатным, кремнистым, глинисто-кремнистым породам верхнего девона и нижнего карбона. В кровле палеозойских пород вскрыта толща измененных, выветрелых отложений, в которых сформирован коллектор, названный пластом «М». В этом пласте сосредоточены основные запасы нефти. Системой разломов палеозойский выступ делится на 3 блока: северный (основной, скв. 1, 8), южный блок (скв. 200, 5) и блок скважины 1118. Залежи нефти и газа, приуроченные к этим блокам, изолированы, отличаются весьма сложным геологическим строением и характеризуются высокой степенью неоднородности и низкими фильтрационно-емкостными свойствами.

В результате проведенного сравнительного анализа сделаны выводы: блоки залежи пласта «М» Герасимовского месторождения подвергались и подвергаются в разной степени техногенным нагрузкам различными как по продолжительности, так и направленности об этом свидетельствуют данные об изменениях, произошедших на уровне гидродинамического, температурного, и, собственно, гидрогеохимического обмена. Однако эти изменения не значительно нарушили общую гидрогеохимическую обстановку (изменение типа вод, средних содержаний, растворенных в воде и нефти элементов, изменения соотношений элементов в общей минерализации и водорастворенных газов, понижение температуры и давления). Анализируя пробы газа, отобранные в разные периоды разработки залежи «М» и из разных блоков, следует, что произошло общее снижение содержания химических соединений по сравнению с начальным периодом разработки месторождения.

В процессе опытно-промышленной разработки выявлено, что связь нефтегазовой залежи с законтурной областью оказывается весьма слабой, и поэтому разработку объекта можно проводить только при реализации системы ППД. Естественно, что при этом ведущем факторе, мы должны отслеживать состав и качество закачиваемой в пласт жидкости, пытаться сохранить термодинамическое равновесие в пласте при закачке и при проведении ряда других геолого-технологических мероприятий.

### Литература

1. Майдебор В.Н. (1980) Особенности разработки нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. М.: Недра.
2. Сурков В.С., Жеро О.Г. (1981) Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. М.: Недра.
3. Матусевич В.М. (1976) Геохимия подземных вод Западно-Сибирского нефтегазового бассейна. М.: Недра.

**Геологическое строение пласта XX<sub>2</sub> месторождения Одопту-море (северный купол), северо-восточный шельф Сахалина.**

**Охотина Светлана Владимировна**

*специалист*

*Корпоративный научно-технический центр «НК «Роснефть»*

*E-mail: s\_okhotina@rosneft.ru*

Месторождение приурочено к антиклинальной складке размером 3x8 км, вытянутой вдоль береговой линии. Его продуктивность связана с отложениями нижненутовских горизонтов миоцена. На месторождении ведется разработка трех пластов XXI<sub>2</sub>, XXI<sub>1</sub>, XX<sub>2</sub>. В настоящее время их формирование связывается с отложениями конусов выноса приуроченных к склоновой части шельфа.

Изначально разрабатывались два нижних пласта, имеющие лучшие фильтрационные свойства и содержащие более половины всех запасов месторождения. В настоящее время происходит активное разбуривание верхнего пласта XX<sub>2</sub>, в результате которого были установлены некоторые особенности его строения, не учтенные в существующей геологической модели. Неопределенности в строении пласта послужили началом выполнения данной работы.

По результатам исследования керна, выделенных электрофаций, обнажений и месторождений-аналогов были оценены характерные размеры песчаных тел и их распределение по площади и в разрезе. Привлекая данные по региональным исследованиям [1-3], были определены области сноса терригенного материала. Анализ сейсмических атрибутов и данные по естественным обнажениям неогеновых пород на севере Сахалина показали, что тектонически пласт может быть более сложным, чем нижние пласты XXI<sub>1</sub> и XXI<sub>2</sub>. Материалы бурения новых скважин свидетельствуют о том, что проявления дизъюнктивной тектоники, оказались более интенсивными, чем предполагалось.

Анализ всего комплекса имеющихся данных позволил оценить размер песчаных тел и их характерные неоднородности, влияющие на разработку залежей. По результатам исследований нами установлено, что структурно-тектонический фактор может оказать большее влияние на разработку пласта, чем седиментологический.

Для подтверждения выбранной модели осадконакопления рекомендуется провести седиментологическое исследование керна из новых скважин. Дополнительно, по результатам гидродинамических исследований, можно определить размеры связанных резервуаров и оценить проводящую или экранирующую роль разломов.

#### **Литература**

1. Пересчет запасов нефти и газа по месторождению Одопту-море (Северный купол) по состоянию на 1.01.06г. Том 1. книга 1. Стыщенко Т. Л.
2. Дополнение к «Проекту опытно-промышленной эксплуатации месторождения Одопту-море (Северный купол)», В.И. Игумнов и др., фонды СахалинНИПИморнефть, Южно-Сахалинск, 2005.
3. Ли И.А., Коваленко Т.Г. и др. Результаты материалов сейсморазведки 3D по месторождению Одопту-море (Северный Купол), Южно-Сахалинск, 2005г.
4. Обстановки осадконакопления и фации. Под редакцией Х.Рединга. М.: Мир, 1990. Т.2, 380с
5. Sedimentary Basins Evolution, Facies, and Sediment Budget. Einsele G. Springer
6. www.creservoirs.com (*База аналогов месторождений*)

**Составление фациальной схемы отложений по электрометрическим моделям (на примере пласта БВ8 Вынгапуровского месторождения).*****Петракова Наталья Николаевна.****студентка 4 курса**Московский Государственный Университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, Москва, Россия.**E-mail: Natali.petrakova@gmail.ru*

Определение фациальной природы песчаных тел имеет первостепенное значение при поисках литологических ловушек нефти и газа. Однако отбор керн обычно ограничен и требует высоких затрат, поэтому применение промысловой геофизики для решения этих задач имеет большее значение. Одним из наиболее информативных геофизических методов для получения литологической информации при исследовании терригенных отложений является метод самопроизвольной поляризации (ПС). Изучению зависимостей характера кривых ПС от фациальной природы осадков посвящена работа Муромцева В.С. «Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа», которой мы руководствовались при решении практической задачи, изложенной в данной работе.

**Цель настоящей работы:** составление фациальной схемы условий образования отложений пласта БВ8 Вынгапуровского месторождения.

Согласно данным литологического изучения (описанию шлифов и анализам керн), отложения пласта БВ8 накапливались в прибрежно-морских условиях. В соответствии с литологическими исследованиями, мы проводили качественный анализ кривых ПС, опираясь на модели кривых, предложенные Муромцевым В.С. для прибрежно-морских условий осадконакопления. При анализе использовались неинвертированные кривые ПС (линия глин – крайние правые отклонения).

Для изучения были взяты данные ГИС по 99 скважинам. Заключение о природе отложений производилось по формам отрицательных аномалий кривых ПС (отклонений от линии глин).

Анализировались элементы каждой аномалии: кровельная, подошвенная, боковая линии, ширина, максимальное значение и его положение. Под кровельной линией понимается верхняя часть аномалии, отражающая изменение литологического состава пород и палеогидродинамических условий, существовавших на последних этапах формирования песчаных отложений, и характер их контактов с вышележащими отложениями. Кровельная линия сверху ограничена линией глин. Снизу она ограничена боковой линией (при ее наличии) либо подошвенной (при отсутствии боковой) – то есть максимальными отклонениями кривой от линии глин. Боковая линия аномалии представляет собой вертикальную линию, снизу ограниченную подошвенной линией, сверху – кровельной. Ее характер отражает палеогидродинамические особенности формирования отложений данной фации. Чем неоднороднее разрез, тем более расчлененная боковая линия ему соответствует. Этот элемент может отсутствовать в аномалии. Подошвенная линия ограничена сверху боковой или кровельной линиями, снизу – линией глин.

В результате вышеизложенного анализа кривых ПС каждой скважины на глубинах, соответствующих глубинам пласта БВ8, были определены фациальные условия образования отложений пласта и составлена фациальная схема. Полученная схема подтверждается неравномерным распределением фильтрационно-емкостных свойств пород, а также дебитов скважин по площади залежи. Кроме того, схема позволяет интерпретировать результаты гидроразрыва исследованного пласта.

**Литература:**

Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – М., Недра, 1984.

## **Особенности формирования ниже-среднеюрских песчаников Штокмановского месторождения.**

*Петров Е.О.*

*ВСЕГЕИ*

Юрские отложения на Штокмановской площади по данным Супруненко О.И., Устинова Н.В., Вискуновой К.Г (ВНИИОкеангеология) образуют трансгрессивную последовательность. В основании разреза юры залегают континентальные песчаники, которые выше постепенно сменяются прибрежно-морскими, в том числе дельтовыми, и мелководно-морскими песчаниками, алевролитами и аргиллитами. В кровле разреза залегают преимущественно морские аргиллиты богатые органическим веществом киммериджского и волжского возраста. Дискуссионным является вопрос об источнике терригенного материала формирующим пачки песчаников ранней и средней юры, с последними из которых на Штокмановском месторождении связаны залежи углеводородов. В частности некоторыми как российскими, так и норвежскими исследователями рассматривается возможность образования этих песчаников за счет размыва внутрибассейновых поднятий существовавших в ранне-среднеюрское время на западе Баренцева моря. Для решения этой проблемы в Изотопном центре ВСЕГЕИ были проведено изучение детритовых цирконов из образцов ниже- и среднеюрских песчаников предоставленных ВНИИОкеангеология.

Возраст цирконов из песчаников ранней юры составил 173, 189 Ма, 255 Ма. Особенностью песчаников средней юры является присутствие в них в значительном, примерно равном количестве, цирконов с датировками 211, 227 Ма, 220 Ма, 262, 301 Ма, 332 Ма, 348,383 Ма, 414 Ма, 448 Ма, 465 Ма, и 507 Ма.

Анализ магматических и осадочных комплексов Баренцевского региона, а также выполненные палеогеографические построения позволяют сделать следующие выводы:

Песчаники ранней юры на Штокмановской площади формировались за счет размыва складчатых сооружений Новой Земли, где известны проявления кислого магматизма позднепермского и триасово-раннеюрского времени (Кораго Е.А., Тимофеева Т.Н., 2005). При этом эрозионный срез в области денудации был незначительный, в основном размывался раннемезозойский осадочно-магматический комплекс.

Песчаники средней юры, наряду с цирконами позднетриасового возраста в большом количестве содержат цирконы широкого возрастного диапазона в целом отражающих прямое или опосредованное влияние на их формирование байкальских, каледонских и герцинских складчатых сооружений. Присутствие в среднеюрских песчаниках этих цирконов может быть связано с тем, что в размыв был одновременно вовлечен разновозрастный терригенный осадочный комплекс. Это находит объяснение, если допустить, что в среднеюрское время эрозионный срез на Новой Земле увеличился, и размыву подвергались терригенные кембрийско-пермские отложения широко распространенные на северном острове архипелага.

Таким образом, можно констатировать, что в формировании ниже-среднеюрских песчаников Штокмановской площади участвовал терригенный материал, поступающий с Новой Земли, при этом степень влияния этого источника сноса будет уточнена после изучения детритовых цирконов из мезозойских отложений Шпицбергена и палеозойских отложений Новой Земли, которое проводится в настоящее время.

## Холмистое месторождение нефти (Западно-Сибирский НГБ): выявление гидродинамических особенностей методом гидропрослушивания

**Сайфуллин Рамис Хасанович**

Студент

Казанский государственный университет имени В.И. Ульянова-Ленина, геологический факультет, Казань, Россия

E-mail: ramik.geo-oil@mail.ru

В процессе поисково-разведочных работ на территории Холмистого месторождения были открыты залежи нефти, приуроченные к отложениям васюганской свиты. Нефтеносными оказались залежи пластов Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>.

Структура Холмистого месторождения осложнена разрывными нарушениями. Выделяются три тектонических блока (первый – западный, второй – центральный и третий – восточный). Юрские пласты разбиты на самостоятельные залежи нефти, приуроченные к разным тектоническим блокам и имеющие различные водонефтяные контакты.

По линии скв.№3 – скв.№5 (номера скважин даны условно) выделяется локальный разлом (рис.1), влияние которого на процесс выработки залежи в настоящее время не изучено. Возможно, он оказывает экранирующее воздействие и гидродинамическая связь между нагнетательной скважиной №3 и добывающим окружением (скв.№5 и №8) затруднена. С помощью настоящего исследования решались следующие задачи: оценка фильтрационных свойств пласта и возможное их изменение, а так же изучение гидродинамической связи между исследуемыми скважинами. Для создания возмущения выбрана скв.№3, как единственная нагнетательная скважина на месторождении. Дебит нагнетания составляет 975м<sup>3</sup>/сут., что вполне достаточно для создания хорошего импульса возмущения. В ходе исследования достоверно установлено наличие гидродинамической связи по пласту между скв.№3 и скв.№5, изменение давления на забое выражено четко. Предполагаемый по геологическим данным тектонический разлом не оказывает экранирующего воздействия на процесс распространения давления в пространстве между исследуемыми скважинами. Проницаемость составила 108.7 и 100.4мД. Коэффициент гидропроводности 120 и 143Д·см/сПз. Пьезопроводность составила 7250см<sup>2</sup>/сек.

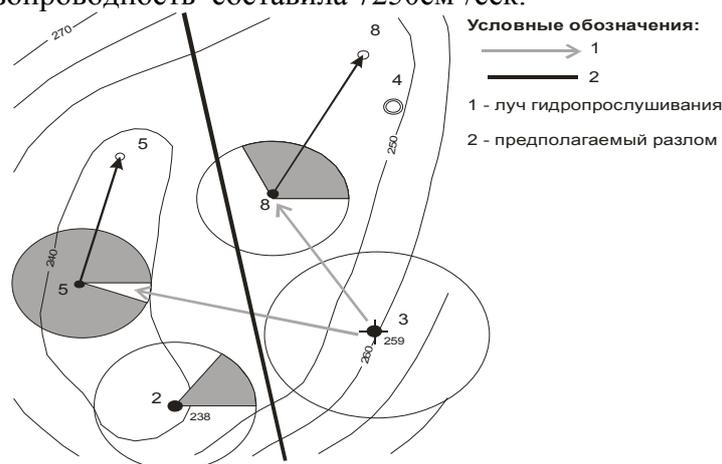


Рис.1. Схема участка, где был применен метод гидропрослушивания

### Литература

1. Хисамов Р.С., Сулейманов Э.И. (1999) Гидродинамические исследования скважин и методы обработки результатов измерений. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ».
2. Силов В. Ю. Мажар В. А. Особенности проведения и интерпретации гидродинамических исследований скважин на месторождениях ОАО "Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз" // Нефтяное хозяйство. - 2006. - N 12. - С. 70-72.

**Природа повышенной радиоактивности отложений воробьёвского горизонта (D<sub>IV</sub>)  
Матросовского поднятия.**

**Соколова М.С.**

*Студент*

*Московский Государственный Университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, Москва, Россия.*

*E-mail: marsysha\_sokolov@mail.ru*

Матросовское поднятие располагается в пределах Южно-Татарского свода Волго-Уральской антеклизы (республика Татарстан). В тектоническом строении выделяется два комплекса: нижний – кристаллический фундамент – сложенный в основном метаморфическими породами архейско-раннепротерозойского возраста. И верхний комплекс – осадочный чехол, представленный терригенными и карбонатными породами палеозоя.

Проводимый здесь комплекс геофизического исследования скважин, помимо стандартных методов, включал ядерно-магнитный каротаж в поле земли (ЯМК) и спектрометрический гамма-каротаж (СГК) - метод, основанный на регистрации интенсивности естественного гамма-излучения и анализе его спектра.

В районе исследования спектрометрический гамма-каротаж (СГК) был проведен в 7 скважинах, в интервале 2010 – 2135 м. Интерпретация каротажных кривых выявила отдельные участки с повышенным содержанием следующих радиоактивных элементов: урана, тория и калия. Встал вопрос о природе повышенной радиоактивности пластов – коллекторов воробьёвского горизонта (D<sub>IV</sub>). Цель данной работы попытка обосновать природу данного явления.

Коэффициент свободного флюида, определенный по ЯМК, доказывает, что изучаемые пласты являются коллекторам для аккумуляции углеводородов.

При синхронном исследовании образцов керна были получены связи концентраций тория с элементом цирконий, что доказывает связь повышенной радиоактивности с излучением минерала циркон. Циркон обладает повышенной устойчивостью к процессам выветривания, то есть он «остаётся на месте» и накапливается в породе. Повышенное же содержание всех трех элементов: урана, тория и калия свидетельствует о присутствии обломочного материала, сносимого с приподнятых участков кристаллического фундамента.

Итак, природа повышенной радиоактивности пластов-коллекторов (D<sub>IV</sub>) объясняется особенностями литологического состава и условиями осадконакопления. Что надёжно доказывается интерпретацией спектрометрии естественного гамма-излучения и данных ЯМК в поле земли.

## Юрские резервуары Баренцевоморского бассейна.

*Сулова Анна Анатольевна*

*студентка*

*Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, Москва, Россия*

*E-mail: ansu\_msu87@mail.ru*

Юрские резервуары Баренцева моря содержат уникальные залежи газа в центральной части Баренцевоморского нефтегазоносного бассейна. На Штокмановском месторождении залежи приурочены к 3 песчаным пластам (Ю0, Ю1 и Ю2) в верхней и средней частях юрского разреза.

Строение и условия формирования юрских пластов Баренцевоморского шельфа были рассмотрены на примере разрезов Штокмановского месторождения, норвежской скважины 7219/9-1, а также геологического разреза отложений архипелага Шпицберген. Сходство разрезов данных областей дает возможность определить единые условия осадконакопления в западной и восточной частях Баренцева моря.

Юрский разрез данного района представлен практически в полном объеме: от плинсбахского яруса до титонского. Было выделено пять трансгрессивно-регрессивных циклов осадконакопления. Три нижних цикла, по всей вероятности, были сформированы в условиях дельтовой равнины. Наибольшее распространение в полном объеме имеет нижний цикл, представленный мутьевой, склоновой и авандельтовой, существенно песчаными толщами. Два вышележащих цикла содержат субаквальные дельтовые песчаники (пласты Ю1 и Ю2) только в районе Штокмановского месторождения. В других разрезах они представлены более «мористыми» отложениями. В верхней части юрских отложений располагаются 2 шельфовых цикла, сложенных преимущественно глинами.

Первый цикл (плиенсбах-тоарского возраста) представлен толщей переслаивания песчаников, алевролитов и глин, также встречаются линзы конгломератов и тонкие углистые прослои растительного детрита.

Среднеюрские отложения (аален-келловейского возраста) представлены преимущественно песчано-глинистыми отложениями, глинистая составляющая увеличивается вверх по разрезу.

Второй цикл (ааленского возраста) представлен аргиллито-песчаной пачкой.

Третий цикл (байосского возраста) представлен аргиллито-алевро-песчаной пачкой. Доля песчаной составляющей колеблется в пределах 29-54% и постепенно уменьшается с юга на север. Условия осадконакопления изменяются от морских к континентальным.

Четвертый цикл (батско-ранне-келловейского возраста) представлен алевро-аргиллитовой пачкой. Преимущественно глинистые породы с низким содержанием песчаной составляющей. Алевролиты батского возраста темно-серого, а иногда и буроватого цвета, хорошо отсортированы. Наблюдаются признаки биотурбации и пиритизация по тонким нитям водорослевых остатков, также наличие углистого материала.

Пятый цикл (ранне-средне-келловейский) характеризуется присутствием черных депрессионных глин в основании разреза и наличие в восточной половине изученной области выдержанного пласта песчаников (Ю0).

В пределах центральной части Баренцевоморского прогиба устанавливаются 2 литолого-фациальные зоны: зона распространения дельтовых отложений и более глубоководная зона, представленная глинистыми отложениями. Установленная зональность позволяет прогнозировать распространение продуктивных пластов.

## Перспективы верхнеюрского этажа нефтегазоносности территории Юганского Приобья Западной Сибири<sup>1</sup>

*Третьякова Кристина Сергеевна*

*аспирант*

*Новосибирский государственный университет, Новосибирск, Россия*

*E-mail: tretjakovaks@rambler.ru*

Главным этажом нефтегазоносности на территории Юганского Приобья является неокомкий нефтегазоносный комплекс. На многих месторождениях залежи в этом комплексе уже выработаны. В настоящее время прирост запасов нефти на территории Юганского Приобья возможен за счет глубокопогруженных юрских толщ, еще слабо изученных на этой территории. Такими перспективными толщами могут являться алевроито-песчаные породы васюганской свиты.

Целью работы является разуплотнение пород васюганской свиты для выявления ее первоначальной мощности. Для этого должны использоваться геофизические методы исследования скважин и бассейновое моделирование.

Территория исследования включает Угутское, Западно-Угутское, Токайское, Новопокурское, Киньяминское и Южно-Киньяминское нефтяные месторождения Вартовского нефтегазоносного района Среднеобской нефтегазоносной области. В административном плане район исследования расположен в южной части Ханты-Мансийского автономного округа. В тектоническом отношении территория месторождений контролируется локальными поднятиями, которые осложняют Северо-Рыскинской впадину и северную часть Малоюганской впадины (отрицательные структуры III порядка).

Разрез юры на территории исследования представлен баженовской, георгиевской васюганской и тюменской свитами. Васюганская свита делится на две подсвиты, существенно различающиеся литологическим составом. Верхневасюганская подсвита представлена песчаниками и алевролитами, с прослоями аргиллитов. Подсвита соответствует потенциально продуктивному горизонту Ю1. Нижневасюганская подсвита сложена преимущественно глинами и аргиллитами, с редкими прослоями алевролитов.

Для расчленения разреза скважин наиболее широко применяются геофизические методы исследования (ГИС). Использование геофизических методов исследования скважин позволяет провести расчленение и выявить основные реперные горизонты, а также определить литологическую характеристику пород, слагающих разрезы скважин. Для литологического расчленения юрского разреза использовался комплекс (ГИС), который включает стандартный каротаж КС и ПС, индукционный каротаж (ИК), а также гамма и нейтронный гамма-каротаж (ГК и НГК). Обработано 132 скважины. На первом этапе работы выделены границы между баженовской, георгиевской, васюганской и тюменской свитами. В качестве реперов были приняты аргиллиты баженовской свиты, а также глины нижневасюганской подсвиты, которые выдержаны на всей территории исследования, имеют значительную мощность и хорошо прослеживаются по всем видам каротажа. В ходе работы были построены карты толщин баженовской, георгиевской, васюганской свит, а также нижневасюганской и верхневасюганской подсвит. Построения подтверждены корреляционными профилями. Нефтегазоносность средне-верхнеюрской продуктивной толщи на исследуемой территории связана с отложениями васюганской свиты, соответствующей региональному циклиту Ю1, в составе которого удалось проследить зональные и локальные циклиты. Затем по комплексу каротажа был посчитан литологический состав пород васюганской свиты в процентном соотношении. Полученные результаты являются основой для проведения 2-D моделирования и установления первоначальной мощности васюганской свиты.

<sup>1</sup> Работа выполнена при финансовой поддержке проекта РФФИ № 06-05-64385.