

Рис. 3. Динамика обводненности центрального блока залежи нефти Ю₁¹

Литература

1. Запывалов Н.П., Смирнов Г.И. Фракталы и наноструктуры в нефтегазовой геологии и геофизике. – Новосибирск: Изд-во Гео, 2009. – 125 с.
2. Максимов М.И. Геологические основы разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1981. – 531 с.
3. Тюнькин А.И. Методика построения карт изобар с использованием результатов гидродинамических исследований // Нефтяное хозяйство, 2009. – № 5. – С. 66 – 69.

НАЧАЛО РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ НА ТЕРРИТОРИИ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ БУРЕНИЯ КОЛПАШЕВСКОЙ ОПОРНОЙ СКВАЖИНЫ 2

А.В. Ростовцев

Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Впервые гипотеза о перспективах нефтегазоносности Западно-Сибирской равнины была высказана академиком И.М. Губкиным в 1932 г. в г. Свердловске на Урало-Кузбасской сессии Академии наук СССР. Несколькими днями позже в беседе с корреспондентом газеты «Правда» в городе Новосибирске И.М. Губкин обстоятельно обосновал свою гипотезу, была сформулирована основная идея плана региональных работ [4]. В конечном счёте, результаты бурения глубоких скважин (51 скважина, 109 тыс. пог. м), а также проведение полевых геофизических работ за период 1934-1954 гг., позволили развернуть планомерные нефтегазопоисковые работы [3].

Углубленные исследования по стратиграфии, палеогеографии и тектонике угленосных бассейнов Западной и Восточной Сибири уже к 1932 г. позволили геологам (в том числе Коровину Михаилу Калининковичу) вплотную подойти к постановке и путям решения проблемы перспектив нефтегазоносности в Западной Сибири.

В 1947 г. в Томском политехническом институте напечатана научно-исследовательская работа «Тектоника Западной Сибири» о геологии Западно-Сибирской равнины. Автором книги – М.К. Коровиным, впервые обобщен накопленный объем геологической информации по палеогеографии, фаціальным условиям, литологии и тектонике. Впервые представлены сведения о наличии мощного осадочного комплекса пород и построена первая тектоническая карта Западно-Сибирской плиты. Результаты исследований были учтены при обосновании заложения опорных скважин. Это был огромный скачок в развитии геологии, так как на тот момент данный регион, да и вся страна в целом были слабо изучены. С этой книги началось региональное геолого-геофизическое изучение Западно-Сибирской мегасинеклизы [2].

За научное обоснование перспектив нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности и за участие в открытии первого Березовского газоносного района в 1964 г. М.К. Коровин удостоен Ленинской премии.

Для бурения Колпашевской опорной скважины, решение о бурении которой принято Техническим советом Министерства геологии СССР 12 декабря 1947 г. и на основании технического проекта, утвержденного Мингео СССР 13 сентября 1949 г., была организована Колпашевская контора разведочного бурения [1].

В Колпашевской конторе бурения работали специалисты-нефтяники, такие как Кононова Ю.К., Башарин Г.И. и многие другие (рис. 1). Башарин Г.И. возглавлял Колпашевскую контору разведочного бурения с 3 февраля 1951 г. по ноябрь 1958 г. Глубокие геологические знания Ю.К. Кононовой (работала главным геологом в конторе с февраля 1951 г.) проявились в написании отчетов о результатах бурения Колпашевской опорной скважины. Грамотно, на высоком профессиональном уровне осуществлялся комплекс геолого-геофизических исследований в процессе бурения и испытания объектов на характер насыщающего флюида, изложена вся полученная информация и заключения по интерпретации материалов скважинного каротажа.

Выдающиеся профессиональные и организаторские качества этих людей способствовали получению первой нефти из Колпашевской опорной скважины 2 в 1954 г. В 1983 г. за открытие первого нефтепроявления в Западной Сибири (Колпашевская опорная скважина 2) группа специалистов, в том числе Г.И. Башарин и

Ю.К. Кононова, удостоены звания «Первооткрыватель нефтепроявления в Западной Сибири» с вручением дипломов и наградных знаков.



Рис. 1. Коллектив Колташевской конторы бурения (1954 г.)

У скважины 2, из которой осенью 1954 г. была получена первая нефть в Западной Сибири, были две предшественницы. Первая скважина 1Р была забурена 22 ноября 1949 г. на северо-западной окраине города Колташево и 23 марта 1950 г. прекращена бурением при забое 435 м из-за невозможности дальнейшего углубления по техническим причинам. Скважина 1Р (бис), смещенная на 41 м к западу от предшественницы 1Р, оказалась чуть-чуть удачнее – забуренная 26 мая 1950 г., она была остановлена бурением также по техническим причинам решением НТС (протокол от 16 мая 1952 г.) [1].

Из отчета по испытанию Колташевской опорно-структурной скважины 2-Р следует, что место заложения скважины: Томская область, Колташевский район, северная окраина деревни Малиновка, на левом берегу реки Чая, левом притоке реки Обь. «Техническим проектом на бурение Колташевской скважины 2-Р треста «Запсибнефтегеология», утвержденном в соответствии с протоколом № 285 от 10 марта 1953 г., предусматривалась проектная глубина 3000 м, рассчитанная на вскрытие всего комплекса мезозойско-кайнозойских отложений и углубление по палеозойским породам фундамента.

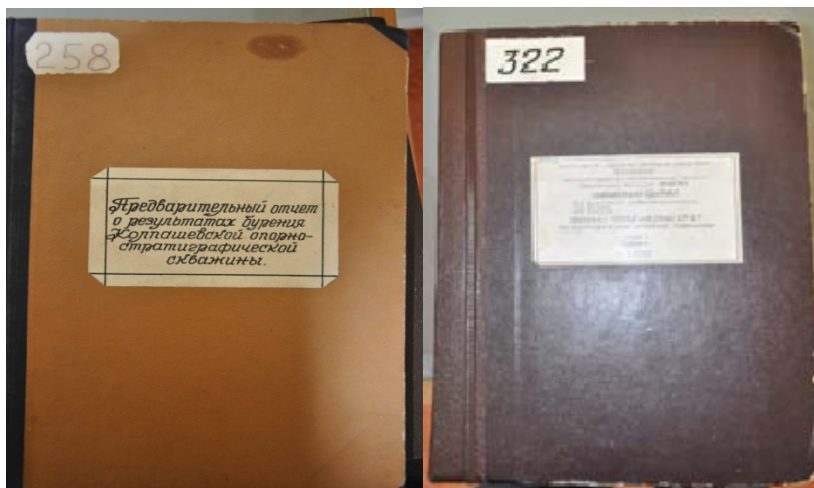


Рис. 2. Обложки отчетов о результатах бурения Колташевской опорной скважины 2

В июле 1954 г. скважина 2 достигла глубины 3000 м и вскрыла проектный горизонт – породы доюрского комплекса. Проектные условия были выполнены и на основании телеграммы треста «Запсибнефтегеология» за № 2540 от 2 июля 1954 г. скважина 2 при забое 3002,43 м бурением прекращена. В скважине 2 был проведен полный комплекс геофизических исследований (электрокаротаж, кавернометрия, инклинометрия), спущена и зацементирована эксплуатационная колонна. Затем, в октябре 1954 г. в результате испытания интервала 2860-2869 м была получена нефть из мелкозернистого сильно уплотненного пласта песчаника, залегающего на 10-12 м выше кровли палеозойского фундамента. Приток нефти составил 2-3 л/сут. Всего в процессе испытания было отобрано 48 кг густой парафинистой нефти [3].

В результате бурения опорной скважины 2 изучен разрез до глубины 3000 м. Скважиной вскрыты юрские (средняя и верхняя юра), меловые (нижний и верхний мел), третичные (палеоген и неоген), четвертичные отложения. Палеозойский фундамент вскрыт на глубине 2934 м и представлен девонскими отложениями (углистыми аргиллитами и глинисто-кремнистыми породами). Определен комплекс спор и пыльцы, который

точно указывает на верхнедевонский возраст вмещающих пород. Верх по разрезу залегает пачка (75 м) аргиллитов темно-серых сланцеватых, которые впоследствии названы тогурской пачкой (Ф.Г. Гурари, 1960 г.) [2].

Камеральная обработка кернового материала выполнена в полном объеме. По материалам описания керна и результатам интерпретации материалов ГИС, в том числе газокаротажных диаграмм, были выделены горизонты для испытаний, такие как интервал 2977-2987 м (юра), представленный песчаником светло-серым мелкозернистым, крепко-сцементированным, подстилающей породой является плотный алевролит, перекрывающей – аргиллит [2].

В последующие годы, по результатам впервые проведенных сейсморазведочных работ, на площади установлено, что опорная скважина 2 пробурена на северо-восточном склоне Парабельского мегавала. Полученный приток нефти в Колпашевской опорной скважине 2 позволил развернуть в последующие годы на территории Томской области широкомасштабные поисково-разведочные работы на нефть и газ. В настоящее время в Томской области открыто более 120 месторождений нефти и газа из пород осадочного чехла и доюрского фундамента. Но огромные перспективы ещё есть на больших глубинах (свыше 3000 м), а также на востоке Томской области, где будут открыты новые месторождения [1].

Западно-Сибирская нефтегазоносная мегапровинция – богатейший регион России с огромными запасами полезных ископаемых, мощным научным потенциалом, развитой промышленной и социальной инфраструктурой, но самое главное – специалисты, благодаря труду которых «черное золото» и «голубое топливо» подаренное нам природой, стало доступным для значительного числа его населения.

Литература

1. Биджаков В.И. Главные геологи нефтегазового комплекса Томской области. – Томск, 2011. – 682 с.
2. Запывалов Н.П. и др. Геология и нефтегазоносность Обь-Иртышского междуречья. – Томск, 1965. – 194 с.
3. Конторович А.Э. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. – М.: Недра, 1975. – 680 с.
4. Нефть и газ Тюмени в документах / Под ред. Д.А. Смородинского. – Свердловск: Средне-Уральское Книжное изд-во, 1971. – 479 с.

ОБЪЯСНЕНИЕ НАКЛОННОГО УРОВНЯ ВНК НА ГАЗОКОНДЕНСАТНО-НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ С ПОМОЩЬЮ ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНОГО АНАЛИЗА

О.В. Садкина

Научный руководитель научный сотрудник Н.В. Меньшикова

Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа, г. Томск, Россия

В настоящее время на изучаемом месторождении присутствует ряд актуальных вопросов, ответ на которые возможен с помощью литолого-фациального анализа. Актуальность данных исследований заключается в том, что на месторождении наблюдается понижение уровня ВНК на 10 м в юго-восточном направлении, а также по площади встречается локальное распространение высоких значений эффективных толщин.

Целью настоящих исследований является детальное изучение особенностей литологического состава, структурно-текстурных особенностей пород, петрофизический анализ и анализ электрометрических моделей.

Результат данных исследований позволит реконструировать палеогидродинамическую обстановку формирования пласта Ю₁¹ надугольной толщи васюганской свиты. Также удастся проследить распространение высоких эффективных толщин на месторождении и установить взаимосвязь фациальных зон с разным уровнем ВНК, на основе проделанного анализа спрогнозировать и оценить дальнейшее бурение проектного куста.

Территория исследования административно расположена в юго-западной части Томской области на территории Парабельского района. Район работ относится к Центральной тектонической области и расположен в зоне сочленения двух крупных структур первого порядка – Нюрольской впадины и Пудинского мегавала.

На изучаемой площади выполнена 2Д сейсмика с редкой сетью профилей, которая не позволяет надежно выделить какие-либо тектонические нарушения, объясняющие разный уровень ВНК на месторождении.

Анализ осадочных образований позволяет определить особенности строения толщи и выявить опорные интервалы, которые используются в процессе корреляции в качестве маркирующих. Основным маркирующим горизонтом первой категории в пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции является баженовская свита [1, 2], представленная битуминозными аргиллитами, как известно, она имеет хорошо выраженную геофизическую характеристику, выдержанный литологический состав и охарактеризована фаунистическими остатками. Также при корреляции разрезов в качестве маркирующих горизонтов выделены выдержанные угольные пласты, основными, из которых являются пласты У₁ и У₂, также относящиеся к реперам первой категории.

С точки зрения нефтегазоносности наибольший интерес представляет верхняя, преимущественно опесчаненная часть васюганской свиты – горизонт Ю₁. Горизонт характеризуется как неоднородный, состоящий из песчаных пластов подугольной толщи – Ю₁³, межугольной – Ю₁^{МУ} и надугольной – пласты Ю₁¹ и Ю₁².

Отложения подугольной толщи представлены песчаниками светло-серыми, алевролитистыми, сильно карбонатизированными, которые вверх по разрезу становятся более однородными и мелкозернистыми.

Межугольная толща сложена песчаниками серыми, массивными от алевролитистых до мелкозернистых. Вверх по разрезу они переходят в неравномерное переслаивание алевролитов серых и темно-серых аргиллитов,