

2. National Energy Board. Natural Resources Canada. The Oil Sands: Challenges and Opportunities (Электронный ресурс). Режим доступа: <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rcmmn/bm-eng.html> свободный
3. Шоймуратов Т.Х. Высоковязкая нефть и природный битум – источник увеличения производства нефтепродуктов // Узбекский журнал нефти и газа. Ташкент, 2012. Специальный выпуск. -С. 42-46.
4. Хаимов Р.Н., Ходжаев Р.А. Закономерности размещения и условия формирования скоплений природных битумов и высоковязких нефтей. Ташкент: Фан, 1987, С. 79-86.
5. Бабаев А.Г. Геотектоническая история Западного Узбекистана и региональные закономерности размещения скоплений нефти и газа. Л.: Недра, 1966.
6. Турамуратов И.Б., Омонов Х.А., Хан Р.С., Миркамалов Р.Х. О находке природных твердых нефтепродуктов (битумов) в палеозойских породах Зирабулак-Зиаэтдинских гор // Тезисы республиканской научно-технической конференции «Диверсификация сырьевой базы промышленности Республики Узбекистан: Критерии поиска и оценка нетрадиционных типов полезных ископаемых». Ташкент. 2012, ГП «НИМР», -С.78-84.
7. Хаимов Р.Н., Новокшенов А.М. и др. Формирование и поиски битумных скоплений в пределах Западного Узбекистана // Геология нефти и газа, 1983, №11, С. 38-41.

УДК: 532.11: 553.26

Шоймуратов Т.Х., Суннатов З.У., Жураев Ф.О., Юсупов Ш.К.

## ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ИЗМЕНЕНИЯ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ ФЛЮИДОВ И ИХ ЗАВИСИМОСТЬ ОТ ГЛУБИНЫ

Шоймуратов Т.Х. - д.г.-м.н. (АО ИГИРНИГМ); Суннатов З.У. – к.т.н., доцент; Жураев Ф.О., Юсупов Ш.К. - ассистенты (КарИЭИ);

*Мақолада маълум бир геолого-тектоник шароитда флюидларнинг (нефть, газ ва сув) айрим ажратилган ҳолатини англаш, нефтли ва газли қатламлар қалинлигини аниқлаш ва флюидлар гидрогеологик тизимини таққослашда “чуқурлик-босим” ўзаро боғлиқлик талқинининг маълумотдорлиги келтирилган. Юқорида келтирилган ҳолат Шимолий Шўртан кони мисолида кўрилган.*

**Калит сўзлар:** чуқурлик - босим, гидрогеологик талқинлар, градиентбосим, кон, қудуқ, қатлам сувлари.

*The article discusses the informativeness of depth-pressure graphs for predicting phase sections of fluids (oil, gas, and water), estimating the power of oil and gas-saturated strata, and correlating hydrogeological fluid systems in real geological and tectonic conditions. The above provisions are considered on the example of the North Shurtan field.*

**Key words:** depth - pressure, hydrogeological interpretation, pressure gradient, fields, well, formation water.

Гидрогеологические наблюдения и исследования в нефтегазоносных областях обычно проводят по глубоким скважинам, предназначенным для поисков, разведки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. Также не остались без внимания вопросы миграции и гидродинамические условия формирования залежей нефти и газа. Гидродинамические условия водонапорных систем значительно воздействуют на залежи углеводородов, впоследствии непосредственно влияя на образование гидродинамических ловушек и приуроченных к ним залежей нефти и газа. Под такими ловушками обычно понимают залежи, которые удерживаются за счет движения вод. Подземные воды оказывают как положительное, так и отрицательное воздействие на формирование залежи углеводородов.

Гидродинамические условия актуальны как при зарождении флюидов, так и аккумуляции, миграции и последующем образовании залежи нефти и газа. Если нам известно, что формирование флюидов происходит непосредственно в процессе литогенеза, то необходимо рассмотреть влияние гидродинамических условий на каждой стадии.

Подавляющее большинство залежей нефти и газа приурочено к тектоническим структурам — различного типа складкам, куполам и др. Поэтому форма тектонической структуры обычно во многом определяет форму залежи.

В качестве верхней границы залежи при согласном залегании пород продуктивного горизонта и перекрывающих его пород принимается кровля продуктивного горизонта, т.е. синхроничная поверхность, разделяющая породы независимо от их литологической характеристики.

В изучении залежей большую роль играет моделирование внешней формы залежи. Форма определяется положением в пространстве различных геологических поверхностей, ограничивающих все породы (коллекторы и неколлекторы) продуктивного горизонта, включенные в общий объем залежи.

К числу таких поверхностей относятся:

а) Кровля и подошва залежи — верхняя и нижняя структурные поверхности, отделяющие продуктивный горизонт от непроницаемых покрывающих и подстилающих пластов;

б) Дизъюнктивные поверхности, обуславливающие смещение одновозрастных пород относительно друг друга;

в) Поверхности, разделяющие породы-коллекторы и неколлекторы по границам, связанным со сменой литологического состава пород, со стратиграфическими несогласиями и др.;

г) Поверхности, разделяющие части продуктивного горизонта с разным характером насыщения их флюидами, т.е. поверхности ВНК, ГВК и ГНК.

Пересекающиеся граничные поверхности образуют линии, проекции которых на карте являются границами залежи, — линии дизъюнктивных нарушений, границы распространения коллекторов, контуры нефтегазоносности.

Полезная информация, имеющая важное значение при анализе подземных водонапорных систем, может быть получена на основании построения графиков зависимости пластовых давлений от глубины. Построение таких графиков эффективно для корреляции гидрогеологических систем флюидов в реальных геолого-тектонических условиях и прогнозирования фазовых разделов нефти, газа и воды, оценки мощности нефте- и газонасыщенной толщи.

Положения поверхностей раздела между флюидами определяются точками изменения угла наклона, в которых скорость изменения давления увеличивается с глубиной в каждой последовательно все более плотной фазе. Углы наклона линий градиентов соответствуют относительным плотностям газа, нефти и воды, как описано выше. Важно то, что измерив давление на некоторой глубине и зная плотность каждого флюида, можно определить положение поверхностей раздела между газом, нефтью и водой [1,2,3].

Данные о пластовых давлениях, полученные при построении графиков, результатам испытания скважины в процессе бурения, могут быть использованы в качестве вспомогательного средства при интерпретации и изучении характера залегающих на глубине пластов-коллекторов.

Градиенты давления, отражающие индивидуальные системы пластов-коллекторов, можно установить на графике «давление – глубина» при следующих условиях:

- два или более точки замера давления на различных глубинах можно соединить прямой линией, угол наклона которой отражает плотность того или иного конкретного флюида;

- имеется единственное значение давления, нанесенное на график для соответствующей глубины в точке, через которую можно провести линию градиента с наклоном, соответствующим известной или предполагаемой плотности флюида.

Изменения наклона линий градиентов на графике соответствуют поверхностям ВНК и ГНК.

Таким образом, использование имеющихся данных испытания пласта позволяет, в комплексе с другими геолого-геофизическими материалами, составить достоверную модель как гидрогеологических, так и литолого-стратиграфических условий разведываемой площади или района.

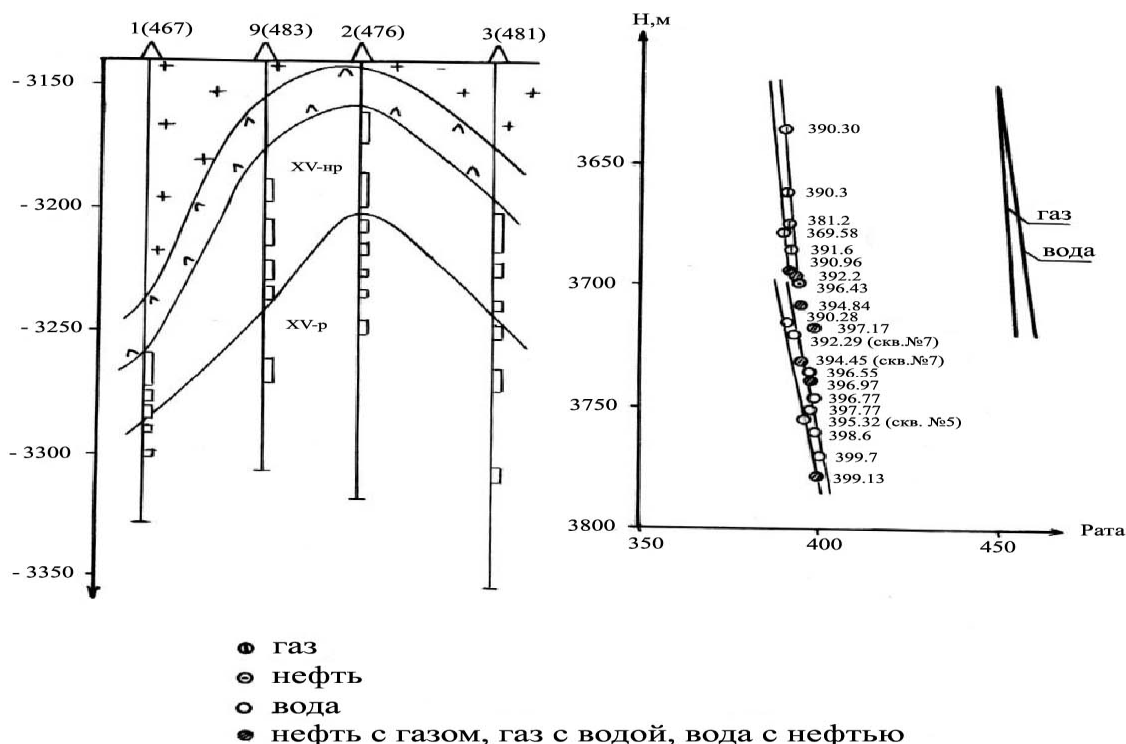


Рис.1. График «глубина – давление» месторождение Северный Шуртан.

Вышеприведенные положения рассмотрим на примере месторождения Северный Шуртан в разрезе карбонатных формаций верхней юры – рифовый (XVp) и надрифовый (XVnp) горизонты. С целью гидрогеологической интерпретации результатов гидрогеологических исследований, на график «глубина – давление» наносим значение градиентов всех флюидов (рис.1).

Как видно из графика, нанесенные значения для газа, нефти и воды, полученные из различных глубин, располагаются примерно в одну линию. Это показатель того, что рассматриваемая толща является единой гидродинамической системой. Небольшой разброс точек – это результат замеров, когда испытываемым интервалом охвачены полифлюидные зоны, т. е. вода с нефтью и нефть с газом.

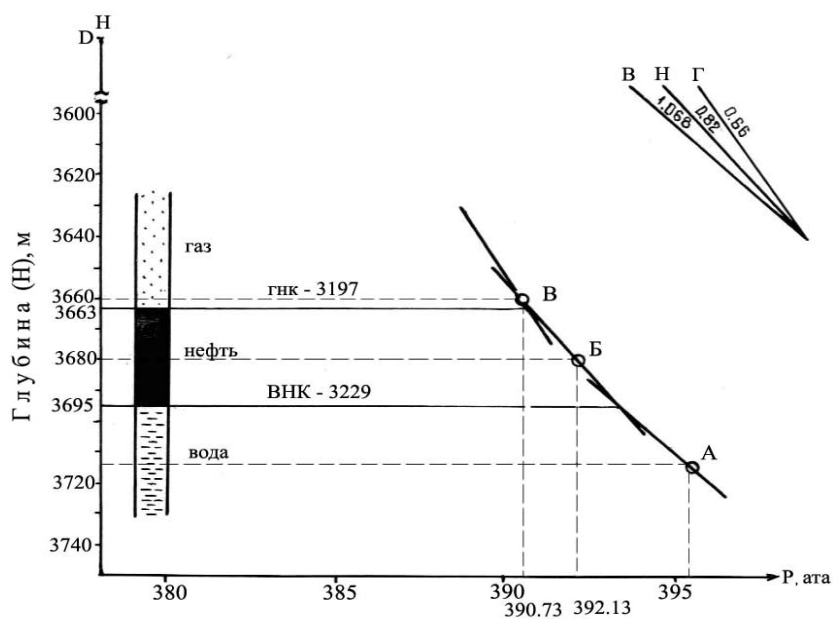


Рис. 2. Определение ВНК и ГНК месторождение Северный Шуртан по графику глубина – давления (скв. №8)

Для определения ВНК и ГНК построили график «глубина – давление» по результатам гидродинамических исследований скважины №8, где градиенты флюидов по их плотности приведены на правом верхнем углу рисунка 2, при этом:

- через точку «А» проводим линию с градиентом, соответствующим плотности пластовой воды (градиенты флюидов по их плотности приведены на правом верхнем углу рисунка);

- через точку «Б» проводим линию с градиентом, соответствующим плотности нефти;

- через точку «В» проводим линию с градиентом, соответствующим плотности газа.

Точки пересечений линий градиентов давления флюидов соответствуют значениям ВНК (3229,0 м) и ГНК (3197,0 м).

Использование данных испытания пласта позволяет составить достоверную модель как гидрогеологических, так и литолого-стратиграфических условий разведываемой площади и локальных структур, что позволяет более обоснованно вести поиски, разведку и разработку углеводородных залежей.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Дальберг Э.Ч. Использование данных гидродинамики при поисках нефти и газа. - М.: «Недра», 1985.
2. Карцев А.А., Вагин С.Б., Шугрин В.П. Нефтегазовая гидрогеология. -М.: «Недра», 1992.
3. Жураев Ф.О., Норин Ф.К. Гидрохимическая, гидродинамическая и геотермическая характеристика месторождения Илим // Иновационные научные исследования: теория, методология, практика Сборник статей XX Международной научно-практической конференции, Состоявшейся 23 февраля 2020 г.Россия в г. Пенза. 37-41 стр.
4. www.neftemagnat.ru > enc