

ОСНОВНЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ МИРА

*рук., Мамбетов А.М, к.г.-м.н, доц. Юлдашев А.А., ст.гр.Гн-1-10.
Кыргызский государственный технический университет имени И.Раззакова
Институт горного дела и горных технологий имени академика У.Асаналиева
Кыргызская Республика.Бишкек.
E-mail: aman_yuldashev@mail.ru*

В работе рассматриваются основные коллекторы углеводородного сырья Мира

Знакомый станок-качалка стал своеобразным символом нефтедобывающей отрасли. Но до того, как наступает его очередь, геологи и нефтяники проходят долгий и трудный путь. А начинается он с разведки месторождений.

В природе **нефть** располагается в пористых породах, в которых жидкость может накапливаться и перемещаться. Такие породы называют **коллекторами**.

Коллекторы нефти и газа (от ср.-век. лат. collector — собиратель горные породы, способные вмещать жидкие, газообразные углеводороды и отдавать их в процессе разработки).

Важнейшими коллекторами нефти являются пески, песчаники, **конгломераты** и трещиноватые породы. Но чтобы образовалась **залежь**, необходимо присутствие так называемых покрывок – непроницаемых пород, которые препятствуют миграции нефти. Обычно пласт-коллектор расположен под уклоном, поэтому нефть и газ просачиваются вверх. Если их выходу на поверхность мешают складки горных пород и другие препятствия, образуются ловушки. Верхнюю часть ловушки иногда занимает слой газа – «газовая шапка». По литологическому составу выделяют два основных типа коллекторов – **терригенные** (песчано-алевритовые) и **карбонатные**. Кроме того, выделяют коллекторы, связанные с вулканогенно-осадочными, глинистыми и редко-кристаллическими породами.

Терригенные коллекторы занимают главное место среди других: с ними связано 58 % мировых разведанных запасов нефти и 77 % газа. Достаточно сказать, что в таком уникальном бассейне, каким является Западно-Сибирский, практически все запасы газа и нефти находятся в терригенных, обломочных коллекторах. Литологические терригенные коллекторы (пески, песчаники, алевриты) характеризуются гранулометрией – размером зерен. Размер частиц крупнозернистых песков 1-0,25 мм; мелкозернистых песков 0,25-0,1 мм; алевритов 0,1-0,05 мм.

Емкостно-фильтрационные свойства терригенных отложений очень разные. Пористость нефтеносных песчаных коллекторов составляет в среднем 15-20%, проницаемость – обычно десятые и сотые доли, редко единицы квадратных микрометров (мкм).

Коллекторские свойства терригенных пород определяются структурой порового пространства, межгранулярной пористостью. Глинистые минералы, вообще глинистость ухудшают коллекторские свойства.

Карбонатные коллекторы по значимости занимают II место. С ними связано 42% мировых запасов нефти и 23% запасов газа.

Карбонатные коллекторы принципиально отличаются от терригенных тем, что в них, во-первых, всего два основных породообразующих минерала – кальцит и доломит. Во-вторых, в карбонатных коллекторах фильтрация нефти и газа обуславливается преимущественно трещинами, кавернами. Основные процессы, формирующие пустотное пространство в карбонатах, связаны либо с биогенным накоплением, либо с выщелачиванием и карстообразованием, либо с тектоническими напряжениями, приведшими к образованию развитой сети трещин, микротрещин и т.д.

С карбонатными коллекторами связаны

крупнейшие месторождения, расположенные в бассейне Персидского залива, во многих нефтегазоносных бассейнах США и Канады, в Прикаспийском бассейне.

Коллекторы обнаружены в вулканогенных и вулканогенно-осадочных породах. Представлены они эффузивными породами (лавами, пемзами) и вулканогенно-осадочными (туфами, туфобрекчиями, туфопесчаниками). Коллекторы в эффузивных породах связаны в большинстве случаев с ультраосновными породами. Пустоты в них возникли при дегазации излившейся магмы, либо в процессе эрозии, тектонического дробления и др. Имеются месторождения на Кубе, связанные с туфопесчаниками, месторождение Келебия в Югославии – в риолитового типа эффузивах. Коллекторские свойства вулканогенных пород связаны часто с вторичным изменением пород, возникновением трещин. В целом эти коллекторы слабо изучены.

Глинистые коллекторы. Месторождения нефти и газа, связанные с глинистыми коллекторами, были известны давно в США, в Калифорнии в бассейне Санта-Мария еще в начале XX в. Коллекторы представлены там кремнистыми, битуминозными глинами верхнего миоцена.

Среди глинистых коллекторов особое место занимают битуминозные глины баженовской свиты в Западной Сибири. На Сальмском, Правдинском и других месторождениях баженовские глины залегают на глубинах 2750-3000 м при пластовой температуре 120-128°C, имеют мощность 40 м. Возраст – волжский век и берриас (юра и мел). Дебиты нефти – от 0,06 до 700 м³/сут. Проблема глинистых коллекторов очень интересна не только в связи с характером и генезисом пустот, но и с точки зрения изучения происхождения нефти и формирования залежей.

Нефть и газ располагаются в залежи обычно соответственно плотностям — в верхней части ловушки залегают газ, ниже располагается нефть и еще ниже - вода. В газовой залежи, не содержащей нефти, газ залегают непосредственно над водой.

Емкость коллектора трещинного типа обуславливается емкостью пустот всех трех видов:

- 1) емкостью пор пород, коэффициент пористости которых обычно составляет 2-10% (трещиноватости, как правило, подвержены плотные и, следовательно, низкопористые породы);
- 2) емкостью каверн и микрокарстовых пустот. Наибольшая емкость этих пустот характерна для отличающихся повышенной растворимостью карбонатных пород, в которых она составляет значительную часть (13 - 15%) емкости пустотного пространства;
- 3) емкостью самих трещин (трещинной емкостью). Пустоты этого вида составляют десятые доли процента от объема трещиноватой породы. Чаще всего трещины играют роль путей фильтрации жидкости или газа, связывающих воедино поровое пространство блоков и каверн.

Проницаемость - это фильтрационное свойство коллектора, характеризующее его способность пропускать нефть, газ и воду.

Пористость коллекторов, дающих промышленную нефть, обычно следующая (в %).

Пески.....	20—25%
Песчаники.....	10—30%
Карбонатные коллекторы	10—25%

и меньше.

Как же нефть извлекают из скважин? В материнских пластах она находится под давлением, и если это давление достаточно высокое, при вскрытии скважины нефть начинает естественным образом фонтанировать. Обычно этот эффект сохраня-

1 – грунтовые воды;
2- артезианские водоносные горизонты;
1-газ; 2-нефть; 3-вода. 3 – водоупорные горизонты; 4 – залежи нефти; 5 – артезианский источник

Чем ниже давление, тем более сложные технологии используют для извлечения нефти. Для измерения эффективности нефтедобычи применяется такой показатель, как «коэффициент извлечения нефти», или сокращенно КИН. Он показывает соотношение добытой нефти к общему объему запасов месторождения. К сожалению, невозможно полностью выкачать все, что содержится в недрах, и поэтому этот показатель всегда будет меньше 100%.

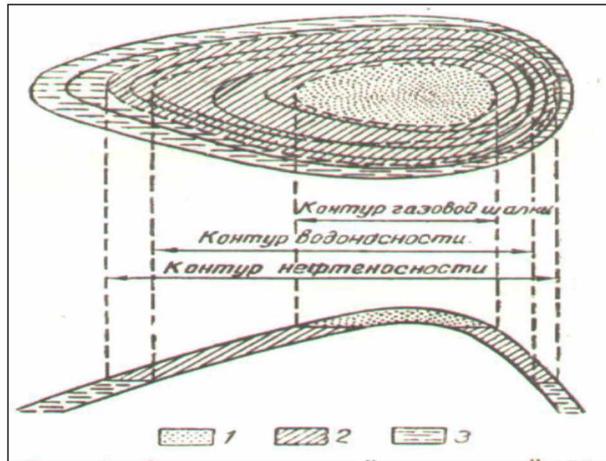
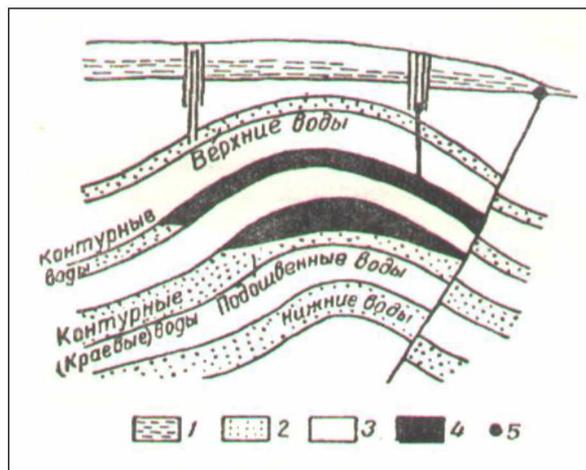
Развитие технологий также связано с ухудшением качества доступных нефтей и затрудненным доступом к залежам. Для подгазовых зон и месторождений на шельфе применяют горизонтальные скважины. Сегодня с помощью высокоточных приборов можно попасть в область площадью несколько метров с расстояния в несколько километров. Современные технологии позволяют максимально автоматизировать всю проце-

десса в начальной стадии, а потом приходится прибегать к механизированному способу добычи – с помощью разного рода насосов или с помощью ввода в скважину сжатого газа (этот способ называют газлифтным). Чтобы повысить давление в пласте, в него закачивают воду, где она выполняет роль своего рода поршня. К сожалению, в советские времена этим способом злоупотребляли, стремясь получить максимальную отдачу наиболее быстрыми темпами. В результате после разработки скважин оставались еще богатые нефтью, но уже слишком сильно заводненные пласты. Сегодня для повышения пластового давления применяют также одновременную закачку газа и воды.

С помощью специальных датчиков, работающих в скважинах, процесс постоянно контролируется.

На одном месторождении бурят от нескольких десятков до нескольких тысяч скважин – не только нефтяных, но и контрольных, и нагнетательных – для закачивания воды или газа. Чтобы управлять движением жидкостей и газов, скважины размещают особым образом и эксплуатируют в особом режиме – весь этот процесс в комплексе называют разработкой месторождения.

После завершения эксплуатации месторождения нефтяные скважины консервируются или ликвидируются в зависимости от степени использования. Эти меры необходимы для того, чтобы обеспечить безопасность жизни и здоровья людей, а также чтобы защитить окружающую среду. Все, что выходит из скважин – нефть с попутным газом, водой и прочими примесями, например песчаными – замеряют, определяя процент воды и попутного газа. В специальных газонефтяных сепараторах нефть отделяют от газа, и она поступает в сборный трубопровод. Оттуда начинается путь нефти на нефтеперерабатывающий завод.



Литература

1. Вассоевич Н.Б. Геохимия органического вещества и происхождение нефти. М. Наука, 1986г.
2. Веревкин К.И., Дияшев Р.Н. Классификация углеводородов при выборе методов

- их добычи. Нефтяное хозяйство, 1982, №3 С 31-34.
3. Губкин И. М., Учение о нефти, 3 изд., М., 1975.